

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б21Т	Балашов М.В.		20.05.2016 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		20.05.2016 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		11.05.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		27.04.2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		12.05.2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.03.01 Нефтегазовое дело

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	отрасли	25,ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (ABET-3c), (EAC-4.2-e)

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Балашову Максиму Владимировичу

Тема работы:

«Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20.05.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования являются современные конструкции муфт, применяемые для ремонта магистральных нефтепроводов.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рассмотреть основные дефекты магистральных нефтепроводов, методы устранения дефектов, требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям, методы ремонта и ремонтные конструкции 2. Выборочный ремонт дефектов на МН «А-А-С» композитно-муфтовым методом 3. Определение мероприятий по охране труда
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Табличный материал, рисунки, схемы, диаграммы
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева О.В., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В. доцент
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.10.2015 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б21Т	Балашов Максим Владимирович		29.10.2015 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Балашову Максиму Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

1. Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость материалов и оборудования</i>	<i>Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей</i>
2. Перечень вопросов, подлежащих исследованию:	
<i>1. Рассчитать эксплуатационные затраты на ремонт и устранение дефектов ПОР по традиционной технологии (КМТ)</i>	<i>Произведен расчет затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР по традиционной технологии (КМТ)</i>
<i>2. Рассчитать эксплуатационные затраты на ремонт и устранение дефектов ПОР по новой технологии Clock Spring</i>	<i>Произведен расчет затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР по новой технологии Clock Spring</i>
<i>3. Произвести экономическое сравнение перспективности ремонта с применением манжеты Clock Spring и применение традиционной технологии (КМТ)</i>	<i>Произведено экономическое сравнение перспективности ремонта с применением манжеты Clock Spring и применение традиционной технологии (КМТ)</i>
3. Перечень графического материала:	<i>Таблицы</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	К.Э.Н		04.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Балашов М.В.		04.03.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Балашову Максиму Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 « Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный. При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i></p> <p><i>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1.1. Вредные факторы: 1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Повышенная тяжесть и напряженность физического труда. 1.2. Опасные факторы: 1.Поражение электрическим током; 2.Пожароопасность и взрывоопасность 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке
---	--

2. Экологическая безопасность:	<p><i>При ремонте МН воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</i></p> <p><i>Ремонт трубопровода сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>загрязнением атмосферного воздуха;</i> - <i>нарушением гидрогеологического режима;</i> - <i>загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</i> - <i>повреждением почвенно-растительного покрова;</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p><i>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</i></p> <p><i>РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов»</i></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		16.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Балашов Максим Владимирович		16.03.2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.04.2016	Обзор литературы	7
12.04.2016	Изучение дефектов магистральных нефтепроводов и их методы устранения	13
15.04.2016	Рассмотрение выборочного ремонта дефектов на МН «А-А-С» композиционно-муфтовым методом	15
18.04.2016	Технологическая часть	10
25.04.2016	Расчетный конструктивно-технологический раздел	14
05.05.2016		10
11.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
16.05.2016	Социальная ответственность	10
18.05.2016	Заключение	6
19.05.2016	Презентация	5
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 32 рис., 25 табл., 25 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, дефект, ремонт, конструкция, муфта.

Объектом исследования являются основные виды муфт, применяемые в настоящее время для ремонта магистральных нефтепроводов.

Цель работы – заключается в рассмотрении вопросов ремонта магистральных нефтепроводов с применением различных конструкций муфт.

В процессе исследования проводились гидравлический расчет, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов.

В результате исследования рассмотрены: виды технического обслуживания и ремонта, виды ремонтируемых дефектов, методы ремонта дефектных участков нефтепровода, конструкции муфт, применяемых для ремонта магистральных нефтепроводов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ.

Область применения: магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономический расчет показал что из представленных видов ремонта на снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние ремонт, с использованием муфт Clock Spring. Также данный способ ремонта рассчитан на 50 лет, в отличие от конкурирующего, с применением КМТ.

ESSAY

Final qualifying work 115 p., 32 fig., 25 tab., 25 sources.

Keywords: trunk pipeline, defect, repair, design, coupling.

Object of research are the main types of couplings, currently used for the repair of trunk pipelines.

Purpose - is to consider the issues of repair of trunk pipelines with different designs of couplings.

The study carried out a hydraulic calculation of pipeline wall thickness calculations, calculation of strength and stability. The modern design of the coupling for the repair of the main pipelines.

The study examined: the types of maintenance and repair, the repaired defect types, methods of repairing defective portions of the pipeline, the coupling structure used for the repair of trunk pipelines.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work.

Scope: trunk pipeline.

Cost-effectiveness / value of work: economic calculation showed that the presented types of repair to reduce the cost to eliminate the defects affect the repair, using couplings Clock Spring. Also, this method of repair for 50 years, as opposed to competing with the use of KMT.

оглавление

введение	14
обзор литературы	16
1. Классификация дефектов трубопроводов	17
2. Методы устранения дефектов	31
3. Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям	36
4. Методы ремонта и ремонтные конструкции	38
5. Выборочный ремонт дефектов на мн «а-а-с» композитно-муфтовым методом	43
5.1 общее описание участка нефтепровода	43
5.2 технические решения по выборочному ремонту	44
5.3 основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии	45
5.4 характеристика композитно-муфтовой ремонтной конструкции	48
5.5 технологические операции, выполняемые при установке ремонтной конструкции	49
5.5.1 земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту	50
5.5.2 очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного нанесения	52
5.5.3 проведение дополнительного дефектоскопического проверки	52
5.5.4 монтаж ремонтной конструкции п1 на трубопроводе	53
5.5.5 сварочные работы	57
5.5.6 требования к приготовлению герметика и композитного состава	63
5.5.7 требования к герметизации торцов муфты	64
5.5.8 требования по заполнению композитным составом зазора между трубой и муфтой	65
5.5.9 требования к завершающим операциям после отверждения композитного состава	67
5.5.10 подключение катодной защиты к муфте	67
5.5.11 нанесение изоляционного нанесения на отремонтированный участок трубопровода	68
5.5.12 засыпка котлована	72

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73
7. Социальная ответственность	84
7.1 производственная безопасность	85
7.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
7.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	88
7.2. Экологическая безопасность	90
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
8. технологические расчёты.	101
8.1 гидравлический расчет нефтепровода	101
8.2 проверка прочности и устойчивости трубопровода	103
8.3 расчет необходимого количества герметика и композитного состава	111
заключение	112
список литературы	113

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Ритмичность и стабильность их Произведения определяет успешность деятельности многих иных отраслей промышленности. Очень важным звеном между производителем и потребителем в нефтяной отрасли является трубопроводный транспорт, надёжность Произведения которого и будет определять стабильность поставок нефти и газа. Системы магистральных нефтепроводов как предмет управления определены для перекачки крупных объемов нефти от поставщиков к многочисленным потребителям, находящимся как внутри, так и за рубежами страны. Управление процессами перекачки для таких систем подчинено жесткому требованию, а именно, управление следует обеспечить выполнение планов сдачи нефти по всем потребителям системы.

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтяной индустрии чрезвычайно велика. Он является главным и одним из самых заслуживающих видов транспорта нефти от точек добычи на экспорт и нефтеперерабатывающие заводы. Магистральные трубопроводы, обеспечивают энергетическую неопасность страны, в тоже время позволяют освободить железнодорожный транспорт для транспортировок иных значимых для личного хозяйства грузов.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ по сопоставлению с водным и железнодорожным транспортом: меньшая дальность перевозки, ритмичность Произведения поставщиков и потребителей, минимальные потери нефти, максимальная автоматизация технологических процессов.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Балашов М.В.			Введение			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова								
Консульт.		Брусник О.В.							14	114
Зав. Каф.		Рудаченко						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Протяжение трубопроводных магистралей России постоянно растёт, осуществляются усовершенствование и техническое перевооружение раньше возведенных трубопроводов, вводятся нынешние средства связи и правления, улучшаются технологии транспорта высоковязких и застывающих нефтей, сооружения и починки предметов магистральных нефтепроводов. На современном этапе при проектировании систем трубопроводного транспорта нефти нужно обеспечить техническую осуществимость в сочетании с передовыми технологиями, экологическую безопасность и экономическую эффективность, а также высокую надежность при эксплуатации, что требует, в свою очередь, высококвалифицированных специалистов в области проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов и хранилищ.

Нынешнее состояние систем магистральных нефтепроводов по грани повышения длительности эксплуатации под влиянием процессов устаревания, накапливания повреждений в металле труб нефтепровода, портится. Циклические влияния внутреннего давления рожают накопления усталостных повреждений в зонах изъянов, пропущенных при изготовлении труб и проведении строительно-монтажных работ.

В данный период срок службы наибольшего числа магистральных нефтепроводов превосходит 25 лет, отчего действие возрастных факторов на надежность нефтепроводов чрезвычайно существенно.

Для нефтепроводов, находящихся в эксплуатации, решение проблем стабильности вероятно лишь на основе починки и разработки эффективной системы их технического обслуживания, позволяющей обеспечивать нужный уровень технического состояния предоставленных предметов.

Цель данной Работы заключается в рассмотрении вопросов починки магистральных нефтепроводов с применением различных устройств муфт.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

- РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07. «Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов»
- ТД 33.337 – 98. «Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов»
- РД 153-39.4-086-07. «Технология ремонта дефектов действующих магистральных нефтепроводов»
- РД 153 - 39.4 - 130-2002. «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов»

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы		
Разраб.		Балашов М.В.					
Руковод.		Богданова					
Консульт.		Брусник О.В.					
Зав. Каф.		Рудаченко					
					ТПУ ар. 3-2Б21Т		
					Лит.	Лист	Листов
						16	114

1. КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ ТРУБОПРОВОДОВ

Согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 [13] изъян нефтепровода – это определенное общее не пригодность нормативным документам: стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительные, конструктивные тонкости и приварные элементы, не отвечающие нормативным документам.

Ремонт секции с недостатками обязан быть осуществлен с учетом взаимного местоположения всех встречающихся изъянов, предикатов ремонту, в парадоксе с методами и увеличениями. К изъянным секциям, чинимой только вырезкой, касаются секции с коррозионным повредить и секции, на каких-нибудь поставлено больше двух муфт (тройников), за исключением эпизода установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы.

Изъяны делятся на: **неопасные, опасные и недопустимые.**

Опасный изъян – изъян, ограничивающий эксплуатацию участка нефтепровода на срок 1 год и менее и уменьшающий проектную несущую способность нефтепровода, а также изъян, подлежащий исправлению для которого не предназначается прочность и долговечность.

Критерием опасности выявленных ВИП изъянов стенки магистральных нефтепроводов служит неравенство при котором ломающее давление трубы с недостатком не следует превышать нормативное испытательное давление:

$$p_f \geq \frac{0.95\sigma_{0.2}\delta_2}{D}$$

где $\sigma_{0.2}$ – предел текучести трубной стали.

δ_2 -тощина стенки

Комбинированный изъян - два и более изъяна разных типов, для

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Балашов М.В.			КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лит.	Лист
Руковод.		Богданова					17
Консульт.		Брусник О.В.					114
Зав. Каф.		Рудаченко				ТПУ гр. 3-2Б21Т	

которых наименьшее дистанция от границы одного изъяна до границы другого изъяна мельче или равно значения 4-х толщин стенки трубы.

Изъян рассчитывается прилегающим к сварному шву, если наименьшее расстояние от линии перевода шва к главному металлу до границы изъяна крохотнее или одинаково значения 4-х толщин стенки трубы.

Максимальный срок эксплуатации секции с изъяном (изъянами):

- предназначается по итогам расчетов на прочность и долговечность любого изъяна по нормативным документам, согласованным Ростехнадзором РФ и привнесенным в реестр «НД АО «АК «Транснефть» и влияющим на дату проведения расчетов;

- устраивается РД-23.040.00-КТН-090-07 [13] в зависимости от типа изъяна и его параметров (таблица 5.1);

- отсчитывается от даты позднего осмотра.

Изъяны геометрии трубы – изъяны, объединенные с трансформацией формы трубы. К ним причисляются:

Вмятина - здешнее понижение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, появившееся в результате поперечного механического влияния.

Глубина вмятины устраивается как наибольшее расстояние от образующей трубы до поверхности трубы во вмятине

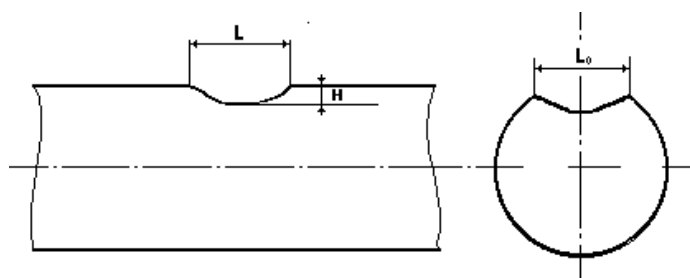


Рисунок 1. Вмятина



Рисунок 2. Вмятина

Гофр - снижение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в следствии потери постоянства от поперечного изгиба с изломом оси нефтепровода.

Глубина гофры обуславливаться как сумма высоты выпуклости и мели вогнутости, измеренных от образующей трубы.

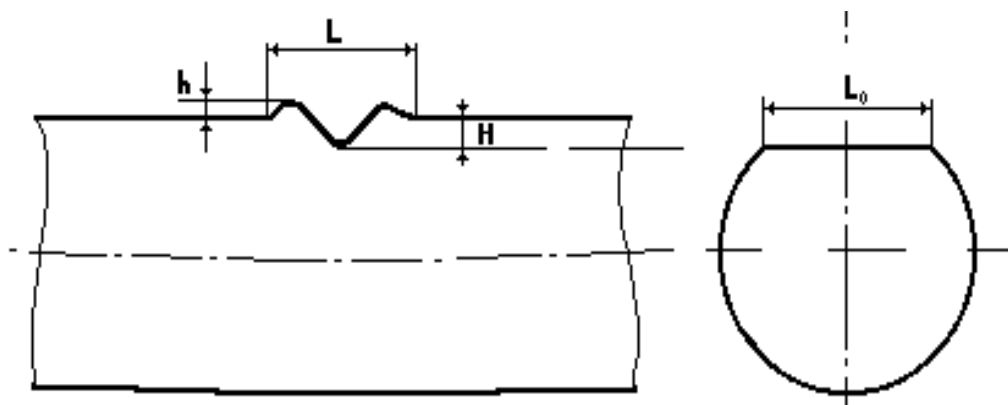


Рисунок 3. Гофр



Рисунок 4. Гофр

Сужение (овальность) - снижение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет неправильность от окружности.

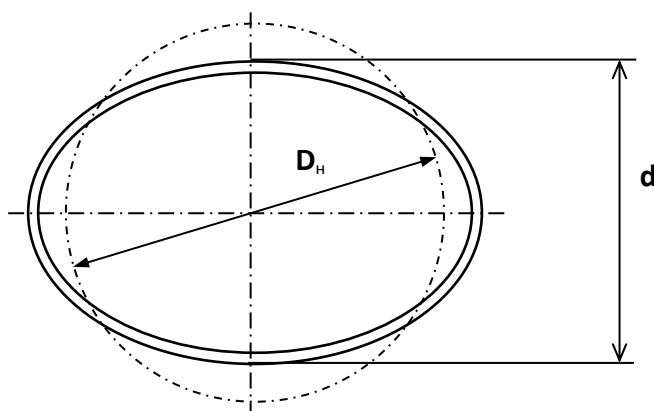


Рисунок 5. Измерение параметров изъяна "сужение"

Фактический центр сужения возможно быть отстранен от центра трубы с номинальным диаметром.

Изъяны стенки трубы. К ним относятся:

Потеря металла (коррозионная) - локальное снижение толщины стенки трубы в итоге коррозионного повреждения.

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

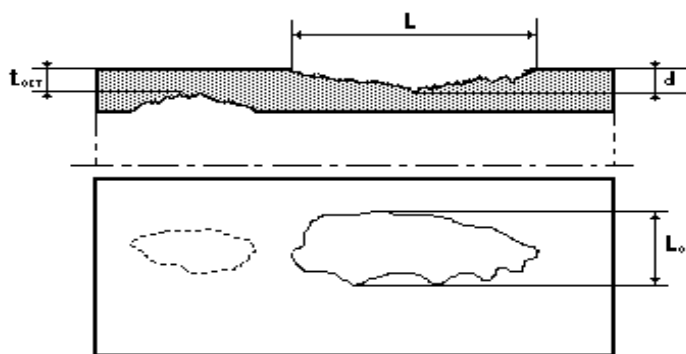


Рисунок 6. Внутренняя и внешняя коррозия

Уменьшение толщины стенки технологическое - мягкое утонение стенки, создавшееся в процессе изготовления горячекатаной трубы или технологический изъян проката.



Рисунок 7. Технологический изъян проката

Механическое повреждение типа «риска» - механическое починка стенки трубы (риска, царапина, задир, продир) в виде усугубления с понижением толщины стенки трубы, созданноедвигающимся по поверхности трубы крепким телом.

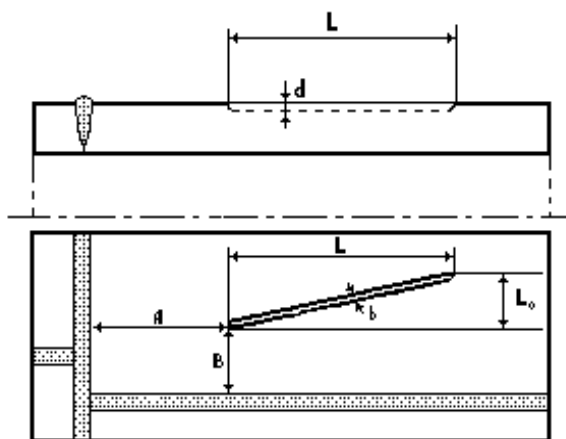


Рисунок 8. Риска

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21



Рисунок 9. Риска

Расслоение - мелкое нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном курсе, делящее металл стенки трубы на слои, технологического окончания.

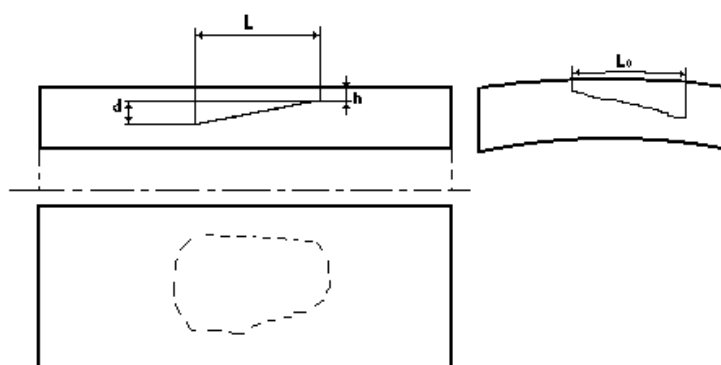


Рисунок 10. Расслоение

Расслоение с выходом на поверхность - расслоение, получающееся на наружную или внутреннюю поверхность трубы.

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

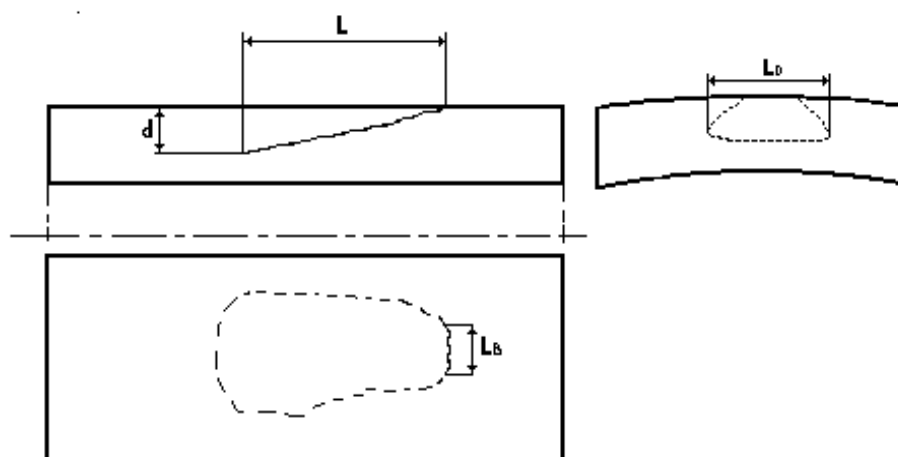


Рисунок 11. Расслоение с выходом на поверхность



Рисунок 12. Расслоение основного металла трубы

Расслоение в околошовной зоне - расслоение, прилегающее к сварному шву (дистанция линии перехода шва к главному металлу до края расслоения мельче или равно значению 4-х толщин стенки трубы).

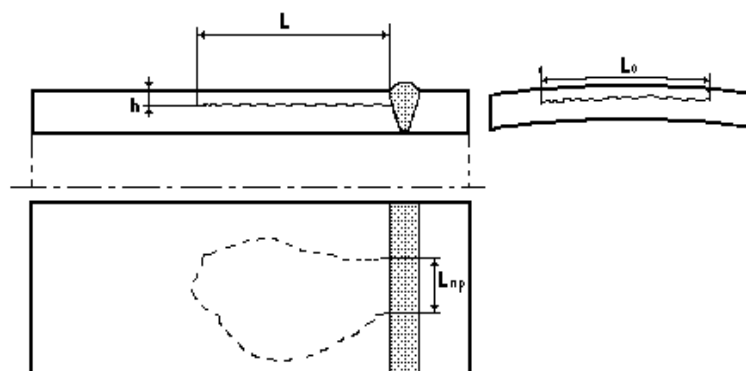


Рисунок 13. Расслоение в околошовной зоне

Трещина - изъян в виде взрыва (несплошности) металла, геометрия которого устраивается двумя размерами (протяженность, глубина).

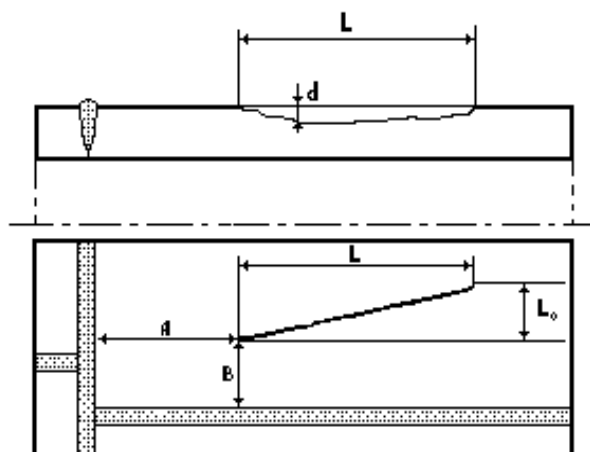


Рисунок 14. Трещина

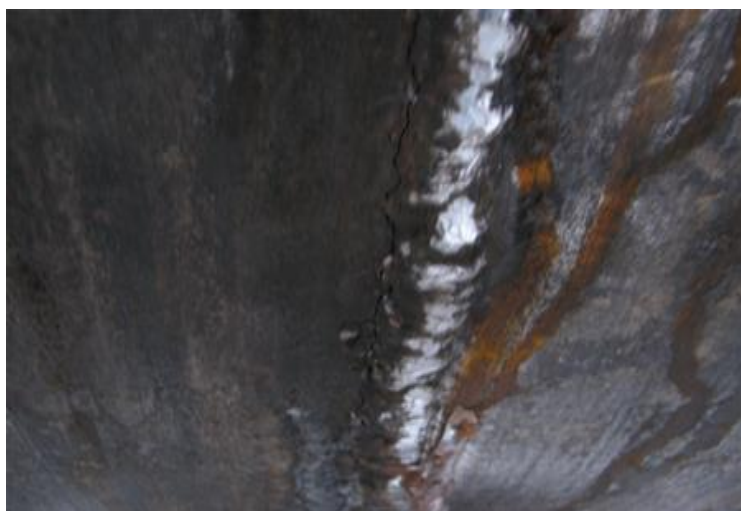


Рисунок 15. Трещина

Трещиноподобный коррозионно-механический изъян - изъян в виде одиночной трещины или группы трещин, скорость увеличения которых предназначается влиянием на металл, как коррозионной среды, так и напряжений (коррозионное растрескивание под напряжением).

Утраты металла разделяются на объединенные и одиночные.

Объединенная потеря металла – это группа из двух и более коррозионных изъянов, соединенных в единый изъян, если дистанция между смежными изъянами мельче или равно значения 4-х толщин стенки трубы в районе изъянов. Соединенная потеря металла характеризуется ее габаритной

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

площадью, назначаемой нейтральными точками изъянов из состава группы и равной произведению длины соединенного изъяна L вдоль оси трубы на ширину соединенного изъяна W по окружности. Изъяны, классифицированные по показанным критериям, в технических отчетах по диагностике, базе данных «Изъян» и актах ДДК обрисовываются как «связанные потери металла».

Одиночная потеря металла – это один изъян утраты металла, дистанция от которого до ближайших утрат металла превосходит смысл 4-х толщин стенки трубы в районе изъяна.

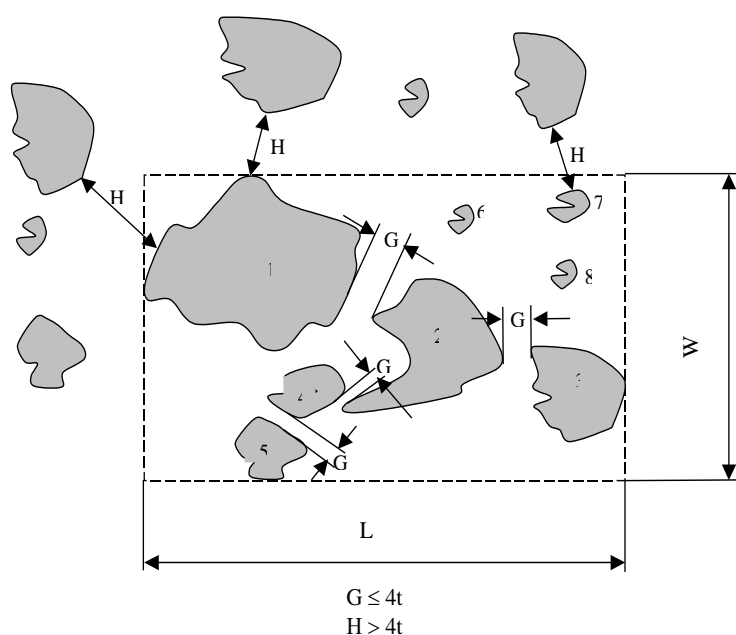


Рисунок 16. Изъян «объединенная потеря металла» и его габаритная площадь

Механические повреждения поверхности стенки трубы, систематизируемые по ГОСТ 21014 как «риска», «царапина», «задир», «продир», «поверхностная вмятина», идентифицируются по данным ВИП как «риска».

Изъяны сварного соединения (шва) – это изъяны в самом сварном шве или в околошовной зоне. Типы и параметры изъянов сварных объединений регламентируются отвечающими нормативными документами.

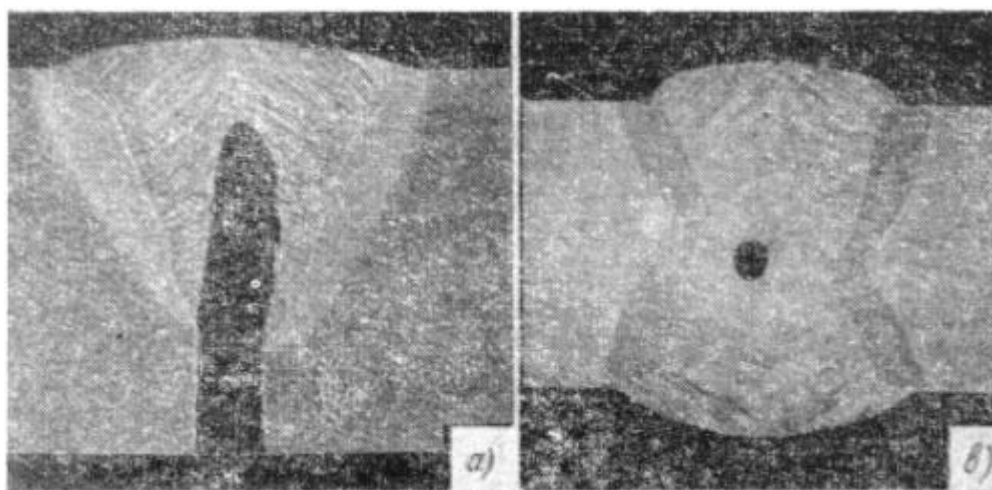
К изъянам сварного шва относятся:

Трещина, непровар, несплавление – изъяны в виде несплошности металла по сварному шву, которые по результатам ВИП идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.



Рисунок 17. Сквозные повреждения металла сварного шва

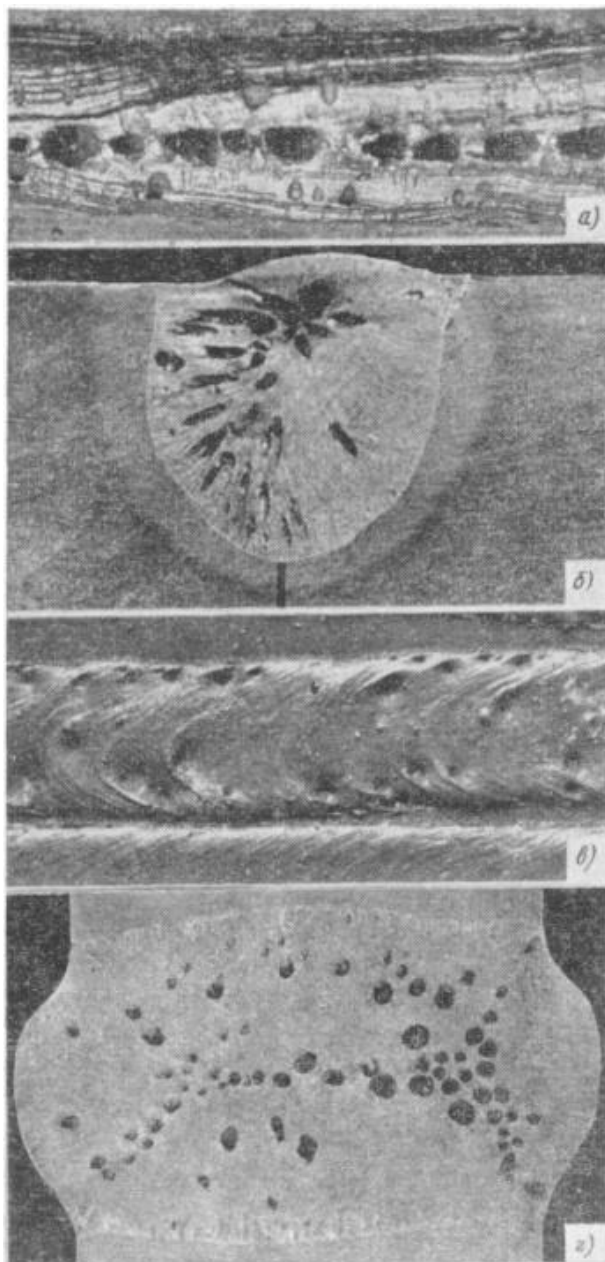
«Аномалия» поперечного, продольного, спирального сварного шва - это поры, шлаковые включения, утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, аномалии размеров шва от запросов нормативных документов, а также те изъяны и особенности сварного шва, которые невыносимо точно систематизировать по данным ВТД.



а – в корне одностороннего шва;

б – в корне двустороннего шва.

Рисунок 18. Шлаковые включения



а – выходящие на поверхность шва;

б – не выходящие на поверхность шва;

в – групповое расположение пор;

г – расположение пор при электрошлаковой сварке;

Рисунок 19. Поры

Смещение кромок – непротиворечивость уровней местоположения внутренних и внешних поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб

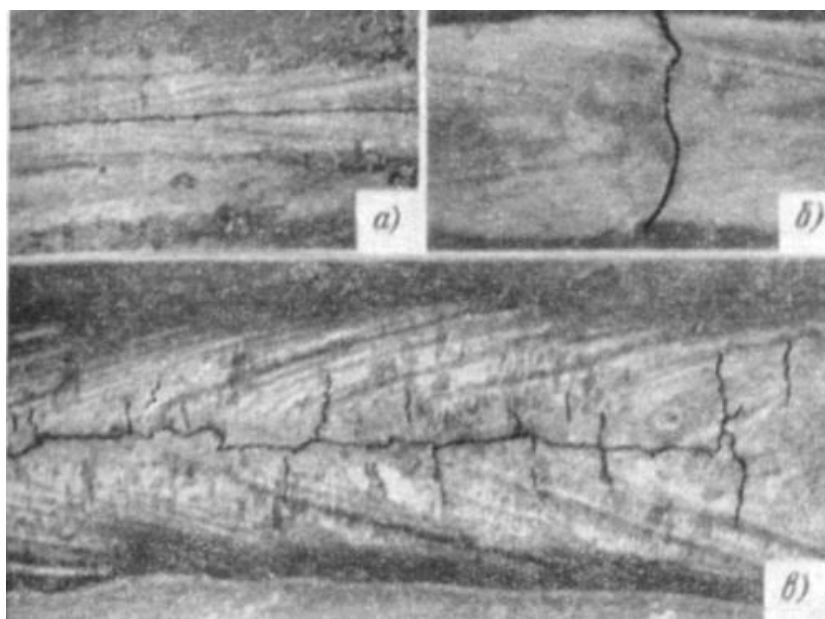
					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

(для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных сочетаниях, которое по данным ВИП идентифицируется как «смещение» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Косой стык – сварное стыковое совмещение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб размещены под углом друг к другу.

Разнотолщинность стыкуемых труб с отношением толщин стенок более 1,5 показывается изъяном (за исключением стыков, исполненных по особым техническим условиям, с соответствующей записью в журнале сварки).

Изъянный сварной стык - кольцевой сварной шов, включающий один и более изъянов. В базах данных, хранящих знания о изъянах, учету подлежат «изъянные сварные стыки» без подтверждения в них числа изъянов.



а – продольная трещина по шву;

б – поперечная трещина по шву;

в – продольные и поперечные трещины;

Рисунок 20. Трещины швов.

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

К изъянам нефтепровода относятся:

- неопозволительные соединительные детали;
- неопозволительные конструктивные детали и приварные элементы.

К неопозволительным соединительным деталям относятся детали не заводского изготовления: отводы, тройники, переходники, заглушки.

Сварные секторные отводы заводского изготовления, осуществленные не по ТУ 102-488-05 «Детали соединительные и узлы магистральных трубопроводов на P_r до 10 МПа (100 кгс/см²)», заключаются в состав изъянов и подвергаются ДДК. По результатам ДДК вводится классификация отвода.

К неопозволительным конструктивным деталям и приварным элементам нефтепровода причисляются:

- а) заплатки вварные и накладные всех видов и размеров;
- б) ремонтные устройства, не позволенные к применению НД, действовавшим на момент установки;
- в) ремонтные конструкции, под которыми выявлен рост параметров изъянов более чем на 10%;
- г) временные ремонтные конструкции, у которых закончился предельный срок эксплуатации,
- д) накладные детали из частей труб;
- е) вантуза, отборы давления, механические сигнализаторы выпуска средств очистки и диагностики, бобышки, «чопики», места приварки шунтирующих перемычек, контактов контрольно-измерительной аппаратуры, у которых закончился наибольший срок эксплуатации;

Бобышка - патрубок с внутренней резьбой для отвода нефти, погашенный резьбовой пробкой, обваренной по контуру, или с вентилем для отбора давления.

«Чопик» (чоп) - стальная пробка для ликвидации сквозных отверстий, вводимая с обваркой по контуру.

- ж) кожухи, касающиеся стенки трубы;
- з) сварные присоединения, не отвечающие НД.

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Конструктивные детали и приварные элементы, обнаруженные ВИП, характеристики которых не показаны в техническом задании на внутритрубную диагностику участка нефтепровода, вливаются в состав изъянов и подвергаются ДДК. По результатам ДДК определяется классификация деталей и наибольший срок их эксплуатации.

Участок трубы на переходах через природные и искусственные препятствия в точке касания к нему кожуха подсоединяется в состав изъянов.

При выборочном ремонте и капитальном ремонте стенки трубы с сменой изоляции обязан протягиваться ДДК всех изъянов на участке починки.

Особенности нефтепровода содержатся в составе технического отчета по диагностике ВИП WM, MFL, CD. Изменение параметров особенностей проверяется при повторных инспекциях.

В состав технического отчета по диагностике также заключаются отложения (загрязнения стенки трубы, приводящие к потере сигнала), металлические предметы, разыскивающиеся вблизи трубопровода, чужие предметы внутри трубопровода.

					КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗЪЯНОВ ТРУБОПРОВОДОВ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТОВ

Для починки изъянных секций и некоторых изъянов магистральных и технологических нефтепроводов применяться следующие методы починки:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтной конструкции;
- вырезка.

Ремонт изъянной секции - воссоздание несущей способности секции до уровня безизъянного нефтепровода на все времена его дальнейшей эксплуатации.

К методам и устройствам для починки (для типов изъянов, ремонт которых дозволен данным методом) причисляются шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, вытянутая галтельная муфта, патрубков с эллиптическим днищем, муфтовый тройник, разрезной тройник, герметизирующий чоп («чофик»).

Одиночные сквозные дыры диаметром до 40 мм (в том числе позже ликвидации патрубков) ликвидируются предписанием чопов («чофиков») и обваркой в соответствии с «Технологией починки изъянов трубопроводов с употреблением чопов, патрубков и тройников».

Сварные присоединения, патрубки, не отвечающие требованиям НД, ликвидируются с помощью патрубка с увеличивающей накладкой и усиливающей муфтой по технологии КМТ (П1П7), муфтовых тройников (П8), разрезных тройников (П9), устанавливаемых по «Технологии починки изъянов трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников».

При предназначении методов починки изъянов и изъянных секций обязаны выполняться вытекающие требования:

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Балашов М.В.			МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ИЗЪЯНОВ		Лит.	Лист
Руковод.		Богданова						31
Консульт.		Брусник О.В.						114
Зав. Каф.		Рудаченко					ТПУ гр. 3-2Б21Т	

1) все изъяны обязаны быть исправлены в сроки, не превосходящие наибольшие сроки эксплуатации, показанные в отчете по ВТД;

2) изъятая секция обязана быть починена шлифовкой, заваркой, установкой ремонтных устройств в соответствии с требованиями. Величины муфт зачисляются из условия вывода их вырезки на срок не менее 6 лет, но не более срока эксплуатации нефтепровода. Если на секции уже определена муфта, размеры устанавливаемой муфты устраиваются из условия исключения их вырезки на срок не менее 2 лет.

3) ремонт осуществляется методом вырезки, если при установке ремонтных устройств не осуществляются требования, или при наличии на изъятной секции конструктивных и соединительных деталей и приварных элементов, которые мешают установке ремонтной конструкции.

Не допускаются установка более двух муфт (тройников) на секцию за выводом случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы. Ликвидация ранее установленных муфт (тройников), не откликающихся данным условиям, проводится методом вырезки.

В границах изъятной секции не пускается починка методами вырезки и установки муфты (тройника) синхронно. При этом определяется общий метод починки – вырезка.

Размеры ремонтных устройств обязаны отвечать НД на их изготовление и установку. При этом длина муфты П2 выдирается с шагом 50 мм, но не более 3000 мм.

Расстояние L между ближайшими торцами муфт (тройников) не следует быть менее Dн.

Расстояние L между ближайшими краями вырезок, между торцом муфты (тройника) и ближайшим краем вырезки не следует быть менее Dн. При невыполнении данных обстоятельств определяется общий метод починки – вырезка. Длина вырезаемой катушки обязана быть не менее Dн.

Не допускается установка технологических колец муфты на кольцевые сварные швы трубопровода, гофры. Для установки муфты изъяны,

					МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ИЗЪЯНОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

встречающиеся (полностью или частично) под технологические кольца муфты и допускающие ремонт шлифовкой или заваркой, обязан быть отремонтированы показанными методами починки.

Расстояние L_1 от торца технологического кольца муфты до края, не исправленного изъяна вне муфты следует быть не менее $4t$.

Расстояние L_2 от торца технологического кольца муфты до кольцевого сварного шва вне муфты следует быть не менее $4t$.

Для приварных муфт (тройников) расстояние L_3 от шва приварки муфты к трубе до кольцевого сварного шва следует быть не менее 100 мм.

Для приварных муфт (тройников) расстояние L_4 от шва приварки муфты (тройника) к трубе до конца изъяна вне муфты (тройника), отремонтированного заваркой следует быть не менее 100 мм. Для установки муфты (тройника) изъяны, встречающиеся (полностью или частично) в зону шва и менее 100 мм от шва приварки муфты (тройника) к трубе и допускающие ремонт шлифовкой, обязаны быть отремонтированы указанным методом починки.

Расстояние L_5 от шва приварки муфты к трубе до края изъяна, чинимого приварной муфтой, следует быть не менее 100 мм.

Для муфты П1 габариты перекрытия L_6 места налаживаемого изъяна обязан быть не менее $1,65 D_n$ для изъяна кольцевого сварного шва, изъяна сориентировать в окружном направлении, продольной трещины и внутренней коррозии. Для прочих типов изъянов, ремонтируемых муфтой П1, величина L_6 обязана быть не менее $0,5D_n$.

Дистанцию от сварных швов приварки элементов ремонтных устройств к трубе до сварных швов присоединений и патрубков следует быть не менее 100 мм.

Методы починки изъятых секций с учетом требований и дополнений по установке ремонтных.

Устройства временного починки употребляются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке воспрещается. К

					МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ИЗЪЯНОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

устройствам для временного починки причисляются ранее учрежденные необходимая приварная муфта (В1), муфта с коническими переходами (В2).

Для ранее поставленных муфт с коническими переходами, необходимых приварных муфт максимальный срок эксплуатации предназначается в подчиненности от отношения проектного давления нефтепровода $P_{\text{проект}}$ в этой зоне к рабочему (нормативному) давлению $P_{\text{раб}}$ по СНиП 2.05.06.

По истечении срока муфты с коническими переходами, необходимые приварные муфты обязаны быть подменены неизменными методами починки.

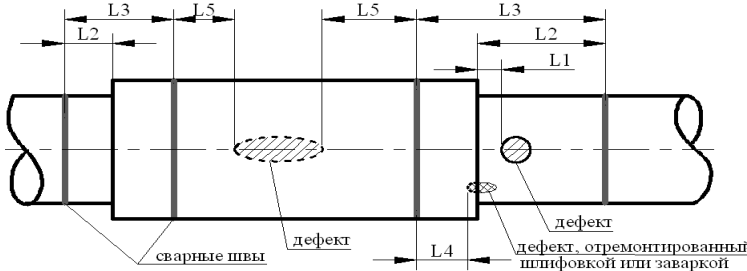
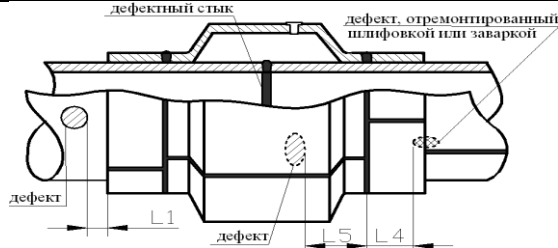
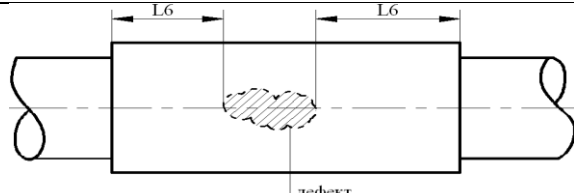
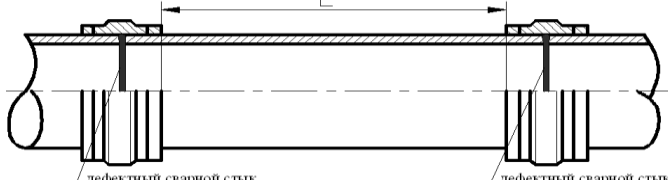
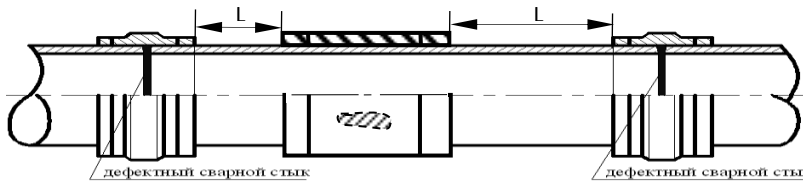
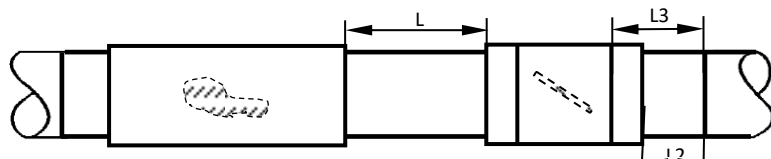
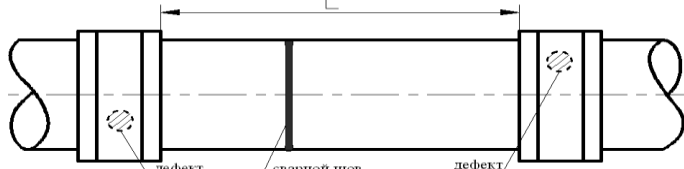
Изыяны в совмещении с приваренными к трубе кольцами, ставшимися позже демонтажа элементов необходимых приварных муфт или муфт с коническими переходами, раньше приваренными обжимными муфтами, а так же вварные и накладные заплаты, могут быть налажены с помощью композитных муфт.

Для изъяна в поперечном сварном шве, размещённого на расстоянии менее 10 номинальных диаметров от границ гофра (кроме гофров на гнутых отводах), при угловом тезе центра изъяна шва сравнительно центра гофра в диапазоне от 120 до 240 град. приравнивается вырезка стыка и гофра, как непрерывный метод починки.

Все ремонтные конструкции обязаны иметь документацию, свидетельствующую их соответствие заявкам ТУ на изготовление, технологии сварочно-монтажных работ и заключения по поздествиям изьяноскопического проверки сварных швов.

					МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ИЗЪЯНОВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Таблица 2.1 - Требования к установке и взаимному расположению муфт на секции

№ п/п	Параметры	Описание
1.		Приварная муфта на стенке секции (П2, П6, П8, П9) пп. 3.9-3.13
2.		Приварная муфта на сварном стыке (П3, П4, П5У) пп. 3.9, 3.12, 3.13
3.		Композитная муфта на стенке или стыке секции (П1, П1В, П1П7) п.3.14
4.		Муфты на сварных стыках (П1, П3, П4, П5У, П6) п.3.7
5.		Муфты на секции (П1, П1П7, П1В, П2, П4, П6, П8, П9) и сварных стыках (П1, П3, П4, П5У, П6) п.3.7
6.		Муфты на секции (П1, П1П7, П1В, П2, П4, П6, П8, П9) п.3.7, 3.10, 3.11
7.		Муфты на соседних секциях (П1, П1В, П2, П6, П8, П9) п.3.7

3. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА И РЕМОНТНЫМ КОНСТРУКЦИЯМ

В данном разделе доводятся важнейшие тезисы технологий починки нефтепроводов, употребляемых при выборочном и капитальном ремонте. Ликвидация изъянов при капитальном ремонте осуществляется при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

Всякий ремонт обязан отпечатываться в паспорте нефтепровода. Ремонтные конструкции обязаны быть сделаны в заводских условиях по техническим договорам и конструкторской документации, разработанной в назначенном порядке и иметь паспорт. Употребление муфт и иных ремонтных устройств, сделанных в полевых условиях (в трассовых условиях) не разрешается.

Приварные муфты обязана быть произведены в заводских условиях в соответствии с ТУ 1469-001-01297858-01 «Приварные муфты и патрубки для починки действующих магистральных трубопроводов», конструкторской документацией, технологической картой, обязаны располагать маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Муфты обязаны быть сделаны из листового материала или из новых (не находившихся в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, определенных для сооружения магистральных нефтепроводов.

Для изготовления муфт используются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при равной прочности металла трубы и муфты обязана водиться не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При наименьшей нормативной прочности металла муфты номинальная толщина ее стенки обязана быть повышена в соответствии с расчетом по СНиП 2.05.06 (п. 7.3).

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Балашов М.В.				ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА И РЕМОНТНЫМ КОНСТРУКЦИЯМ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Богданова						36	114
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.	Рудаченко							

При этом толщина стенки муфты не обязана превосходить толщину стенки трубы более чем на 20% (пропускается превышение 20% при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). При установке муфты на изъянный кольцевой сварной шов, соединяющий трубы разной толщины, или на изъян «разнотолщинность стыкуемых труб» учитывается меньшая толщина стенки трубы, входящей в соединение. Все элементы муфты обязаны быть равной толщины.

Изъяны в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не пропускаются. Установка муфт обязана изготавливаться в соответствии с РД 153-39.4-086-01.

Перед предписанием ремонтных муфт нужно скрупулёзно удалить изоляционное покрытие с изъянного участка нефтепровода для прежней обработки поверхности, соответственно технологии установки используемой муфты. В целях классичности избрания ремонтной конструкции надо определить тип и фактические параметры изъяна с собиранием акта проведения изъясноскопического проверки.

Приварная муфта обязана превышать место изъяна не менее чем на 100 мм от края изъяна. Длина муфт выкраивается в зависимости от длины ремонтируемого изъяна, с учетом ограничений и в соответствии с требованиями ТУ 1469-001-01297858-01 и технологии на установку муфт данного типа.

Композитная муфта П1 водворяется по композитно-муфтовой технологии в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06. Установка композитных муфт П1В и П1П7 проводится в соответствии с РД-23.060.30-КТН-572-06.

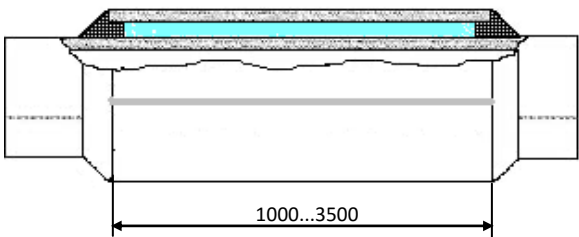
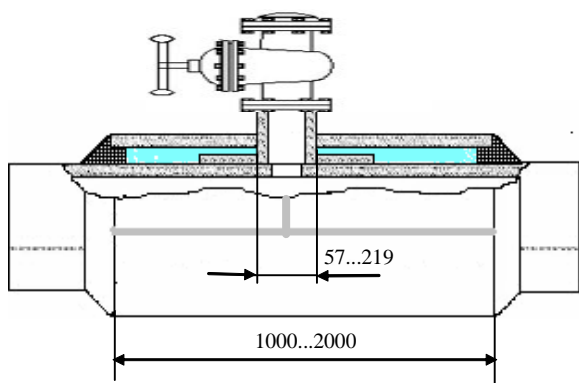
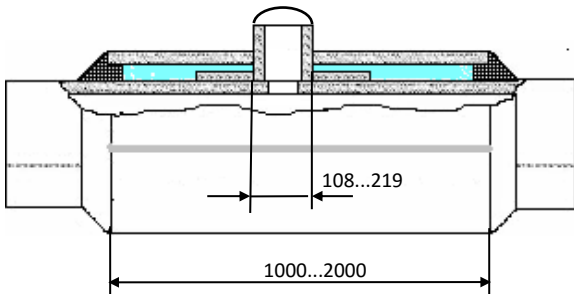
Все сварные швы муфты при изготовлении обязаны пройти 100% визуальный и радиографический контроль. При директиве муфты на трубу все монтажные сварные швы и околосшовные зоны поверхности основного металла обязаны пройти контроль в соответствии с РД 08.00-60.30.00-КТН-046-1-05.

					ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТА И РЕМОНТНЫМ КОНСТРУКЦИЯМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

4. МЕТОДЫ РЕМОНТА И РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

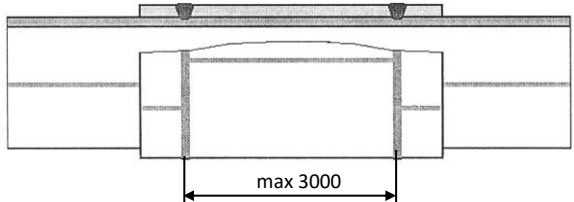
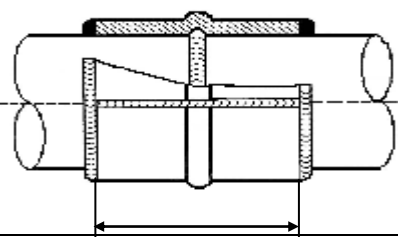
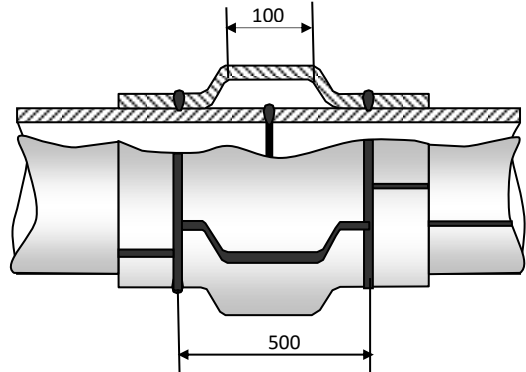
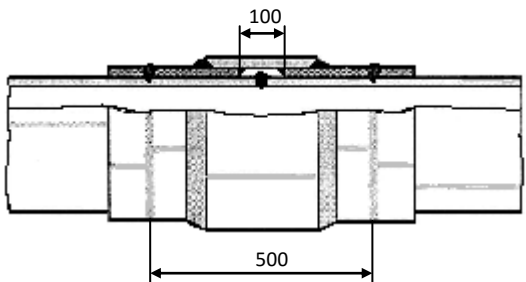
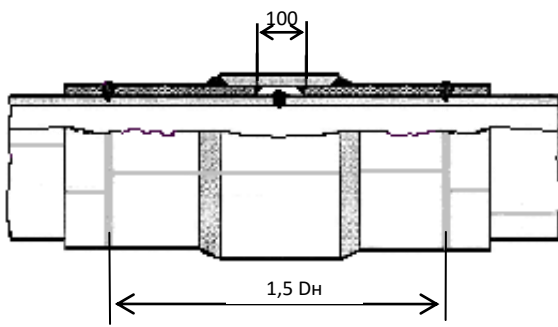
На рисунках (таблицы 4.1 и 4.2) изображены ремонтные устройства и методы починки, применяемые при ремонте в соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07.

Таблица 4.1 - Ремонтные конструкции для починки

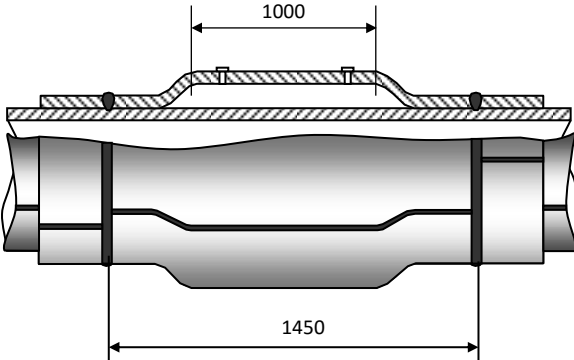
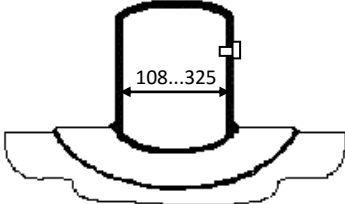
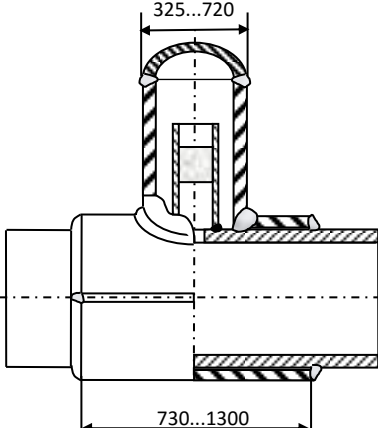
Обозначение (код починки)	Ремонтная конструкция *, метод починки	Описание ремонтной конструкции, метода починки
Ремонтные конструкции		
П1 (71)		Композитная муфта, ставиться по технологии КМТ
П1В (72)		Композитная муфта для починки вентузов, ставиться по технологии КМТ
П1П7 (73)		Композитная муфта для починки отверстий, патрубков ремонтной конструкции П7, ставиться по технологии КМТ

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Балашов М.В.			МЕТОДЫ РЕМОНТА И РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Богданова								38	114	
Консульт.		Брусник О.В.						ТПУ гр. 3-2Б21Т				
Зав. Каф.		Рудаченко										

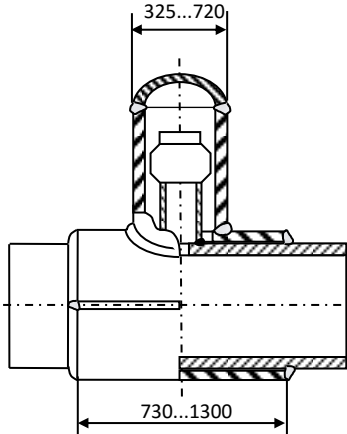
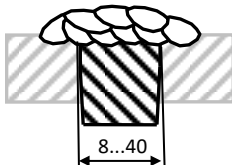
Продолжение таблицы 4.1

Обозначение (код починки)	Ремонтная конструкция*, метод починки	Описание ремонтной конструкции, метода починки
П2 (62)		Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами
П3 (64)		Галтельная муфта для починки поперечных сварных швов
П4 (65)		Галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозионной жидкостью для починки поперечных сварных швов и «чопиков» с примыканием к поперечному шву
П5 (66)		Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для починки поперечных сварных швов
П5У (68)		Удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для починки поперечных сварных швов и изъянов в стенке трубы, прилегающих к поперечному сварному шву и размещенных в зоне шириной до $(0,75D_n - 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва

Продолжение таблицы 4.1

Обозначение (код починки)	Ремонтная конструкция*, метод починки	Описание ремонтной конструкции, метода починки
П6 (67)		<p>Удлиненная галтельная муфта для починки гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью</p>
П7 (80)		<p>Патрубок с усиливающей накладкой для починки патрубков и отверстий. Патрубок диаметром 325 мм устанавливается на нефтепроводах диаметром 1220 мм</p>
П8 (81)		<p>Муфтовый тройник для починки вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, отборов давления, патрубков, отверстий</p>

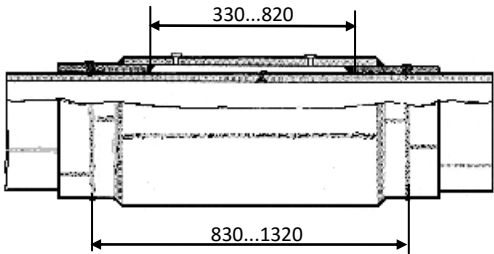
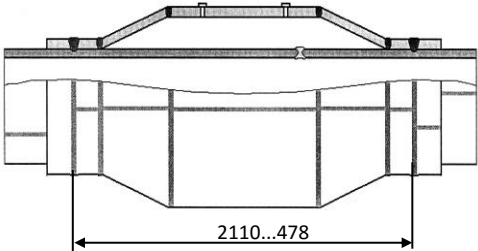
Окончание таблицы 4.1

Обозначение (код починки)	Ремонтная конструкция*, метод починки	Описание ремонтной конструкции, метода починки
П9 (82)		Разрезной тройник заводского изготовления (патрубок приварен к полумуфте тройника в заводских условиях) для починки патрубков, отверстий
П10 (120)		Герметизирующие чопы для починки отверстий
Методы починки		
Ш (1)	Шлифовка	Снятие в зоне изъяна путем шлифования слоя металла для восстановления плавной формы поверхности стенки трубы. Ремонт изъянов глубиной до 20% от номинальной толщины стенки.
З (20)	Заварка	Воссоздание толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки. Ремонт изъянов стенки трубы с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм.
В (100)	Вырезка	Вырезка секции или участка секции с изъяном из нефтепровода и замена безизъянной «катушкой».
ЗУ (160)	Замена участка	Замена участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы с изъянами на трубы, соответствующие требованиям СНиП 2.05.06

Примечание: *) Размеры для справок (для нефтепроводов диаметром 530-1220 мм) в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06, РД-23.060.30-КТН-572-06, РД-23.040.60-КТН-332-06, РД «Технология починки изъянов трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников», ТУ 1469-001-01297858-01.

					МЕТОДЫ РЕМОНТА И РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 4.2 - Ремонтные конструкции для починки

<i>Обозначение (код починки)</i>	<i>Ремонтная конструкция^{*)}</i>	<i>Описание ремонтной конструкции</i>
В1 (63)		Приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью
В2 (61)		Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью

Примечание: ^{*)} Размеры для справок (для нефтепроводов диаметром 530-1220 мм) в соответствии с ТУ 1469-001-01297858-01.

5. ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ

5.1 Общее описание участка нефтепровода

В административном отношении МН «А-А-С» расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в бассейне среднего течения р. Обь в пределах лесной зоны, проходит по территории Александровского, Каргасокского, Парабельского и иных районов Томской области.

Растительный покров по трассе относится к подзоне средней тайги, лесной зоны Западно-Сибирской низменности, преобладают хвойные породы: сосна, ель, кедр, пихта, лиственница. На припойменных и пойменных участках преобладают лиственные породы: береза, осина с густым подлеском ивняка.

Трубопровод проложен подземно. МН «Александровское-Анджеро-Судженск» проходит в одном техническом коридоре с кабелями связи и вдольтрассовой ВЛ 10 кВ. и совмещён с трассой газопровода Ø 1220мм.

Технологически МН «Александровское-Анджеро-Судженск» на данном участке работ обслуживается РНУ «Парабель».

Техническая характеристика основной нитки существующего нефтепровода:

- диаметр трубопровода - 1220 мм (основная нитка), 1020 мм (резервная нитка);
- рабочее давление - 45 кгс/см².

От районного центра Парабель до г. Томска существующая автомобильная дорога поддерживается в проезжем состоянии круглый год.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Балашов М.В.			ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО- МУФТОВЫМ МЕТОДОМ			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Богданова								43	114
Консульт.		Брусник О.В.						ТПУ гр. 3-2Б21Т			
Зав. Каф.		Рудаченко									

5.2 Технические решения по выборочному ремонту

Диагностические исследования нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) выявили Присутствие на трубе недопустимых ремонтных устройств, изъянов геометрии (вмятины и гофры), потери металла и риски на поверхности трубы, изъяны сварных швов, что вызвало необходимость починки линейной части нефтепроводов.

Основные технические решения приняты согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 «Классификация изъянов и методы починки изъянов и изъянных секций действующих магистральных нефтепроводов», рекомендациям ОАО «ЦТД «Диаскан» и заключаются в ремонте изъянных участков нефтепроводов путем установки составных композитных муфт типа П-1, так как длина требуемой для починки муфты превышает 3500 мм. $L_{\text{муфты}} = 4000\text{мм} (2000+2000)$.

Характеристики используемых муфт:

- толщина стенки муфты для трубопровода $\phi 1220\text{мм}$ – 14мм, $\phi 530\text{мм}$ – 8мм;
- для изготовления муфт обязана быть использована сталь в хладостойком исполнении (второй уровень качества), класс прочности не ниже K52.

Окончательное решение о методе починки изъяна принимается позже проведения дополнительного изъясноскопического проверки (ДДК). ДДК изъясного участка проводится с целью идентификации изъяна, обнаруженного ВИП, и включает ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в районе изъяна, визуальное - измерительный контроль параметров изъяна, магнитопорошковый контроль рисок с целью выявления в них дополнительных (не обнаруженных ВИП) изъянов, ультразвуковую изъясноскопию металла и сварных швов магистральных нефтепроводов. Идентификация и ДДК проводятся для всех изъянов, подлежащих ремонту позже вскрытия соответствующих участков для проведения починки. Идентификация изъяна заключается в определении типа, истинных границ и размеров изъяна, сравнении их с данными отчета по пропуску ВИП и установлении факта их

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

идентичности. Ремонт выполняется при давлении в трубопроводе не более 2,5 МПа.

5.3 Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии

В основе метода лежит установка на участок трубопровода с изъяном композитно-муфтовой ремонтной конструкции, которая обеспечивает полное Воссоздание прочности и долговечности отремонтированного участка трубопровода до уровня безизъянной трубы при воздействии статических и циклических нагрузок.

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из стальной муфты, сваренной из двух полумуфт, которая устанавливается на трубе по центру изъяна с кольцевым зазором от 6мм до 40мм. Большой допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с изъянами геометрии поперечного сечения и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим в течение часа герметиком. Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом, затвердевающим до требуемой прочности в течение 24 часов.

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне изъяна следует быть снижено из соображений безопасности при обследовании изъятных участков, установке ремонтной конструкции и на время отверждения композитного состава, а также из условия восстановления несущей способности отремонтированного изъятного участка трубопровода до уровня безизъянной трубы. Требования к снижению рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по композитно-муфтовому методу приведены в “Методике на проведение выборочного починки трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.

Муфты, используемые для починки изъянов трубы, могут устанавливаться на прямые трубы, на трубы с изгибом с радиусом изгиба не менее $1,5D_n$.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт (Рисунок 6.1) состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод. При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку (Рисунок 6.2). Полумуфты изготавливают из листовой стали, при этом прочностные характеристики металла муфты обязаны быть не ниже характеристик прочности металла трубы, а толщина стенки муфты не меньше толщины стенки трубы.

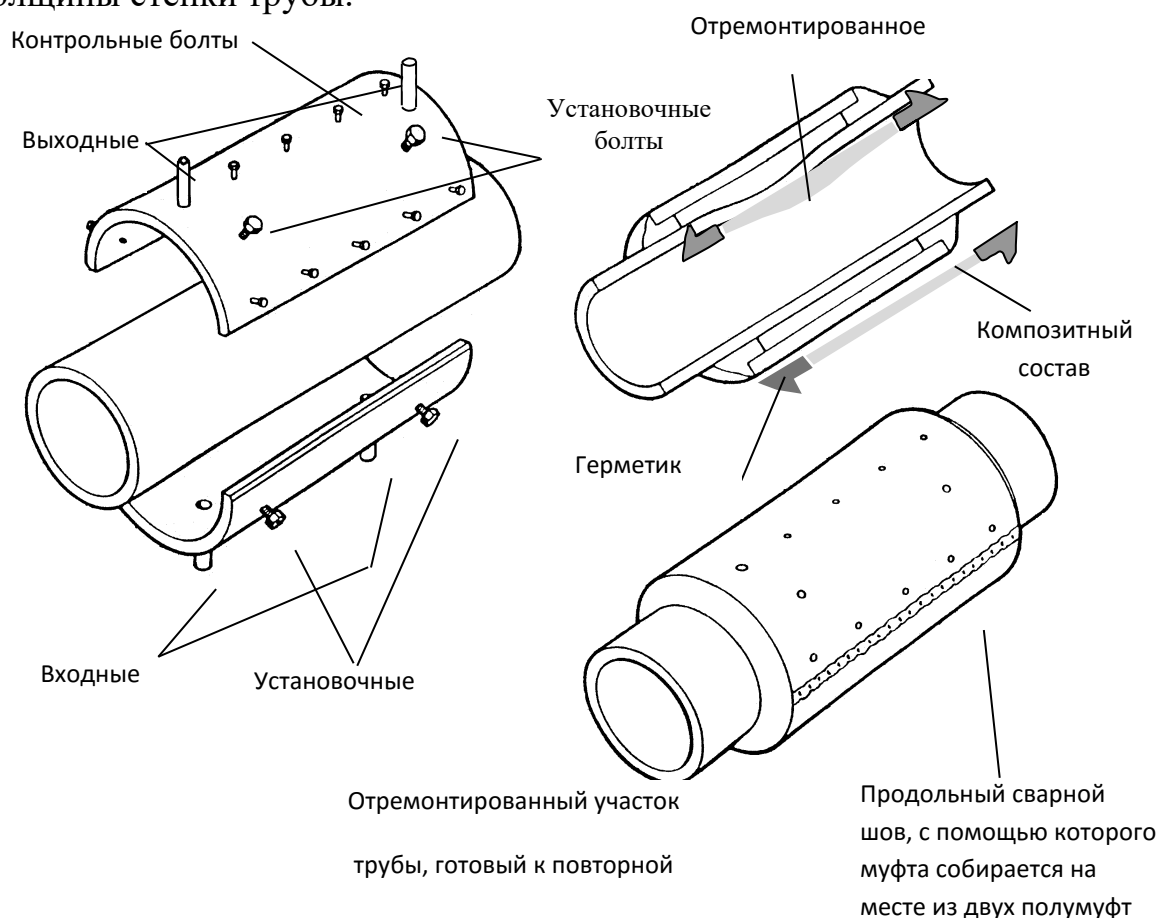


Рисунок 21. Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт

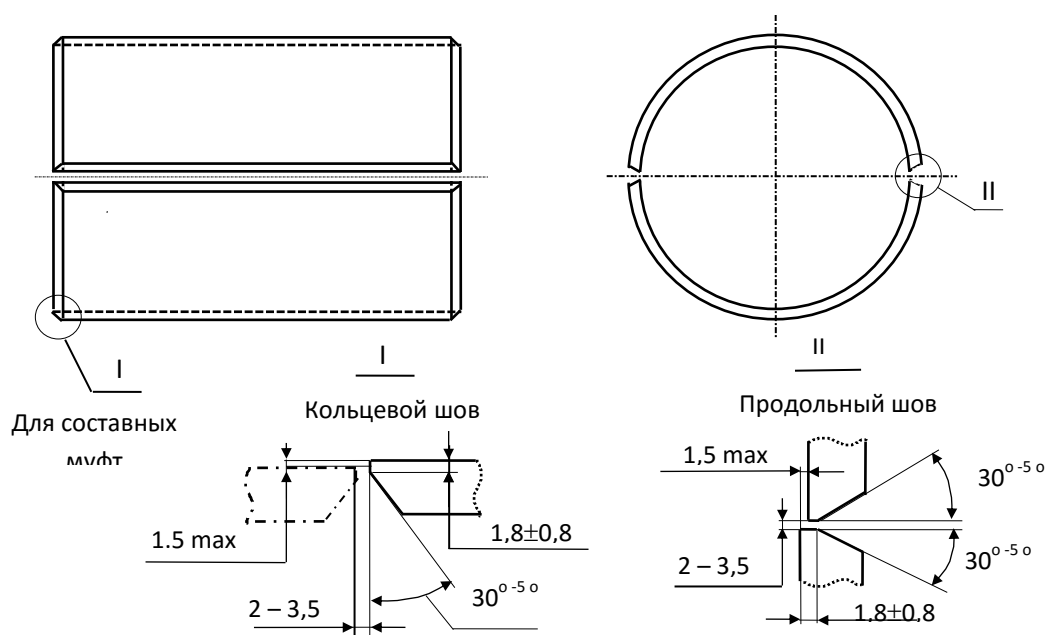


Рисунок 31. Разделка кромок полумуфт под сварку

Технология починки обеспечивает возможность починки изъянов, указанных в РД-23.040.00-КТН-090-07 [24], в сочетании со следующими конструктивно-технологическими особенностями трубопровода:

- на изгибах трубопровода (с минимальным радиусом изгиба $R=1,5D_n$);
- при несоосности двух смежных сваренных труб с величиной смещения кромок до толщины стенки труб;
- при овальности трубы в соответствии с таблицей 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая величина овальности

Диаметр трубопровода D_n , мм	219	273	277	325	377	426	530	720	820	1020	1220
Овальность, не более $100(D_1-D_2)/D_n$, %	28	24,8	24,5	20,9	18	15,9	12,8	9,4	8,3	6,7	5,6

где D_1 (D_2) - наибольшее (наименьшее) значение диаметра трубопровода во взаимно перпендикулярных направлениях в мм.

Таблица 5.2 - Допустимая глубина вмятин и гофров при ремонте по композитно-муфтовой технологии

D_н, мм	325	377	426	530	720	820	1020	1067	1220
H_д, мм	33	38	43	53	50	48	45	45	45
H _д – допустимая глубина вмятины или сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости гофра									

5.4 Характеристика композитно-муфтовой ремонтной конструкции

Для починки изъянов на магистральном нефтепроводе предусмотрена установка составной композитной муфты П-1 (рисунок 6.3) длиной 2х2000 мм со сварным соединением полумуфт (верхней и нижней) по ТУ 4834-008-18024722-01, расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом.

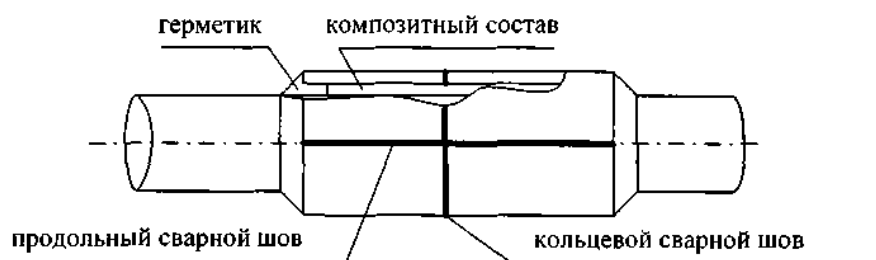


Рисунок 23. Двухсекционная муфта

В нижнюю полумуфту ввинчиваются два входных стальных патрубка, предназначенные для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композитный состав, при этом один патрубок является основным для подачи композитного состава, а другой является резервным (подключение к резервному патрубку производится в случае засорения основного).

В верхнюю полумуфту ввинчиваются два выходных стальных патрубка. Кроме того, в верхней полумуфте имеется три ряда контрольных отверстий с болтами, предназначенных для выпуска воздуха и проверки уровня композитного состава при заливке.

В обеих полумуфтах имеются по четыре резьбовых отверстия, в которые вворачиваются установочные болты, предназначенные для

регулировки зазора между муфтой и трубой и выполняющие функцию опор при установке муфты на трубопровод.

Составная композитно-муфтовая ремонтная конструкция устанавливается на трубе симметрично по отношению к изъяну с кольцевым зазором от 6 мм до 40 мм. Концы кольцевого зазора заполняют герметиком с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой. Для герметизации боковых зазоров предусмотрено использование мастики герметизирующей «Дэмаст» по ТУ 2257-050-18563945-2003.

Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом «Дэка» ТУ 2257-051-18563945-2003 для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту.

5.5 Технологические операции, выполняемые при установке ремонтной конструкции

Организация и технологическая ряд выполнения основных работ по ремонту изъятых участков трубы с применением ремонтных устройств

П1 следующая:

- определить и обозначить местоположение изъяна на местности;
- снизить рабочее давление до 2,5МПа;
- вскрыть трубопровод до нижней образующей;
- доработать ремонтный котлован на глубину не менее 0,8 м от нижней образующей трубы;
- уточнить местоположение изъяна и положение трубопровода;
- отключить нефтепровод от системы электрохимзащиты;
- демонтировать изоляционный слой трубопровода;
- провести ДДК;
- устранить изъян;
- восстановить изоляцию трубопровода;
- выполнить контроль качества выполненных изоляционных работ;
- подключить трубопровод к системе электрохимзащиты;

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

-засыпать котлован.

При проведении работ по установке ремонтной конструкции П1 на действующем нефтепроводе следует быть оформлено разрешение на производство работ в соответствии с приложением 9 РД 153-39.4Р-117-02.

5.5.1 Земляные Работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту

Габариты ремонтного котлована приняты с учетом нужности уточнения границ изъяна позже вскрытия нефтепровода и нужного пространства для производства работ при устранении изъянов.

Разработка котлована производится экскаватором с обратной лопатой и вручную.

При вскрытии нефтепровода величина допуска на отклонение при разработке принимается в соответствии со СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», часть 3. Глубина разработки боковых траншей назначается с учетом сглаживания откосов за счет оползания грунта на дно траншеи.

При работе экскаватора нужно соблюдать расстояние 0,20 м от ковша до стенки трубы. Для предотвращения падения кусков грунта в котлован, отвал вынутой земли обязан находиться на расстоянии, не менее 0,5 м от края траншеи в сухих и связных грунтах, не менее 1 м в песчаных и увлажненных грунтах.

Земляные Произведения при разработке котлована выполняются в следующей последовательности:

- установить и закрепить оборудование в створе разработки;
- провести разработку грунта в боковых траншеях по обе стороны;
- провести разработку грунта вокруг трубопровода с выемкой под трубой на требуемую проектом глубину;
- переместить грунт во временный отвал;

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

-провести контроль заложения откосов и отметок дна и габаритов котлована;

-оформить акт на выполнение работ.

Недоработка рабочего котлована не допускается. Допускается переработка на величину не более 200 мм.

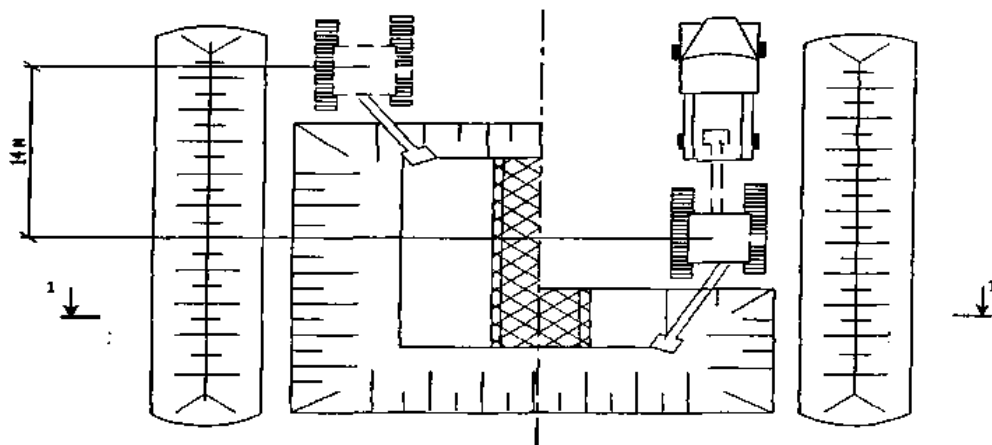


Рисунок 24. Технологическая схема по производству работ по вскрытию обнаруженного изъяна

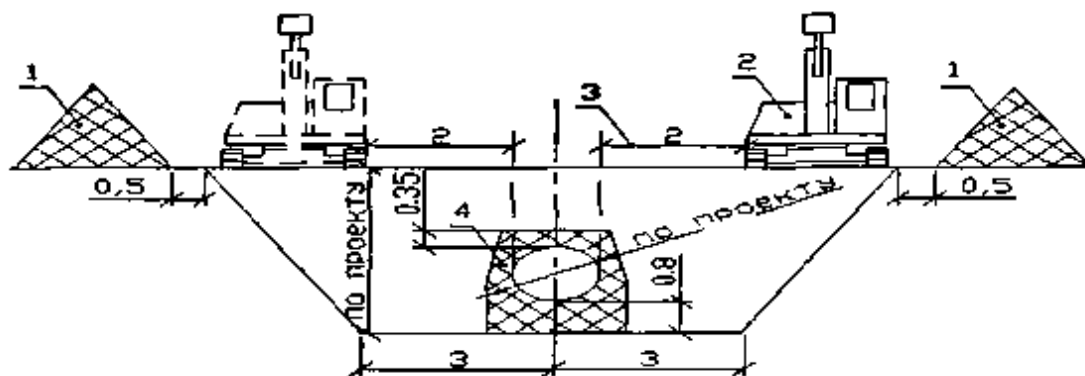


Рисунок 25. Разрез 1-1

Примечание:

- 1 - Отвал плодородного слоя почвы
- 2 - Экскаватор
- 3 - Запретная зона трубопровода
- 4 - Зона разработки грунта вручную

5.5.2 Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного нанесения

Перед установкой ремонтных муфт нужно тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода, освободив ее от изоляционного нанесения.

Очистка поверхности трубопровода от изоляционного нанесения, следов коррозии и грязи производится только мелким ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки, напильники, молоток, зубило). Острые выступы, заусенцы и брызги металла обязаны срубаться зубилом.

Длина очищенного участка трубопровода обязана превышать длину устанавливаемой муфты на 300-400 мм (150 – 200 мм с каждой стороны). Снятая изоляция складывается в специальный контейнер и удаляется из рабочей зоны.

Очистку проводить таким образом, чтобы не повредить стенку трубы. Не допускается нанесение царапин, рисок, сколов основного металла или срезания сварных швов. Очистка поверхности в зоне изъяна обязана производиться ручной металлической щеткой.

Контроль качества очистки производится визуально без применения увеличительной оптической техники. На очищенной поверхности не следует быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляции и защитного нанесения.

Не допускается проводить Произведения по очистке поверхности трубопровода от защитных нанесений без снижения рабочего давления до 2,5 МПа.

При очистке старой изоляции запрещаются химические способы очистки и механизированные способы, сопровождающиеся снятием металлической стружки с поверхности трубопровода.

5.5.3 Проведение дополнительного дефектоскопического проверки

Дополнительный изъясноскопический контроль проводится с целью уточнения типа, геометрических параметров изъяна и степени его опасности,

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

обнаруженного ВИП и выявления возможных дополнительных изъянов например, рисков во вмятине, трещин в сварных швах и т.д. По данным ДДК определяется новая (уточненная) величина снижения давления.

К проведению работ по ДДК допускаются специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего проверки».

ДДК проводить в соответствии с требованиями ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительного изъясноскопического проверки изъянов труб магистральных и технологических нефтепроводов».

По результатам ДДК оформляется акт, который утверждается главным инженером ОАО МН.

При несовпадении фактических параметров и типа изъяна, определенных по результатам ДДК с данными отчета по диагностики, которые приводят к изменению метода починки, согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 [24] Произведения по устранению изъяна обязаны быть остановлены. Запрещается возобновление работ без процедур, предусмотренных ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительного изъясноскопического проверки изъянов труб магистральных и технологических нефтепроводов» и внесения изменений в данный проект.

5.5.4 Монтаж ремонтной конструкции П1 на трубопроводе

Произведения по устранению изъянов на линейной части МН производить в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06 [27], РД-23.040.00-КТН-090-07 [24] и операционной технологической картой ТК-01-05[32].

Монтаж ремонтной конструкции П1 выполнять в следующей последовательности:

- очистить поверхность нефтепровода в месте изъяна от изоляционного нанесения, следов коррозии и грязи. Произведения производить ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки и др.). Очистку трубы в

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

зоне изъяна производить ручной металлической щеткой. Длина очищенного участка трубопровода обязана превышать длину устанавливаемой муфты на 300-400 мм (150 – 200 мм с каждой стороны). На очищенной поверхности не следует быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляционного и защитного нанесения;

- провести ДДК изъяна в соответствии с требованиями ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 «Регламент и методика проведения дополнительного изъясноскопического проверки изъянов труб магистральных и технологических трубопроводов». По результатам ДДК оформить акт, который утверждается главным инженером ОАО. При несовпадении фактических параметров и типа изъяна, определенных ДДК, с данными отчета по диагностики, которые приводят к изменению метода починки, согласно [24], Произведения обязаны быть остановлены. Запрещается возобновление работ без выполнения процедур предусмотренных ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03;

- отметить маркером (мелом) границы и центр изъяна на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра изъяна;

- отметить на участке с неснятым изоляционным покрытием реперную точку, измерить и записать расстояние между реперной точкой и серединой изъяна;

- установить сборное укрытие палаточного типа;

- провести дробеструйную обработку поверхности трубопровода в зоне починки и внутренней поверхности ремонтных полумуфт. Длина участка дробеструйной обработки обязана быть равна длине муфты плюс 100-150 мм с каждой стороны. Качество поверхности, достигнутое при помощи дробеструйной обработки, следует отвечать шведскому стандарту SVENSK STANDART SIS 05 59 00 Sa 2,5-Sa 3,0. Отмеченное на трубе место изъяна дробеструйной обработке не подвергать;

- отметить на подготовленном участке трубы (сверху) центр изъяна, используя расстояние от реперной точки. Нанести маркером (мелом)

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

симметрично относительно центра изъяна две метки в окружном направлении, обозначающие границы муфты;

- установить полумуфты на трубопровод. Для монтажных работ использовать ремболты, вкрученные в отверстия установочных болтов. Полумуфты фиксировать на трубопроводе двумя цепными стяжками. При монтаже муфты на трубопровод установить величину зазора между полумуфтами для сварки продольного шва 3-4 мм с помощью мерных пластин;

- выполнить прихватку полумуфт сваркой одновременно (параллельно) двумя сварщиками с разных сторон труб. Предварительно места приварки прихваток разогреть газовой горелкой до температуры 100-150⁰С. Прихватки выполнять вдоль шва равномерно, на расстоянии примерно 0,5 м друг от друга, меньшая длина прихватки обязана составлять 50 мм. Минимальное количество прихваток равно трем;

- отрегулировать кольцевой зазор в диапазоне 6-40 мм между муфтой и трубопроводом для исключения приварки к трубе, используя установочные болты. Позже регулировки вставить распорные клинья (на 6 и 12 часов) с каждого конца. Нужное количество клиньев определяется геометрией трубы;

- приварить выводные планки для предотвращения образования дуговых кратеров на концах сварных швов;

- выполнить сварку двух корневых швов. Сварку продольных швов следует проводить одновременно. При протяженности шва более 1 м на каждом шве обязаны работать одновременно два сварщика. Предварительно места сварки разогревать газовой горелкой до температуры 100-150 ⁰С. Контроль температуры проводить термическим карандашом в 4-х точках (при температуре 100⁰С он плавится). В процессе сварки проводить зачистку шлифовальной машинкой начала и конца каждой прихватки и окончательное заполнение корневого шва, который затем зачистить шлифовальной машинкой или металлической щеткой до металлического блеска;

- провести заполнение промежуточных слоев сварного шва. Позже окончания каждого промежуточного слоя провести зачистку сварного шва

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

шлифовальной машинкой или металлической щеткой до чистого сплошного металла

- срезать выводные планки, места их приварки зачистить;
- выполнить визуальный осмотр и обмер сварочного шва на муфте, контроль качества сварных швов неразрушающими методами проверки в соответствии с ГОСТ 3242-79 и [27]. Качество сварных швов следует отвечать требованиям РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05;

- отрегулировать кольцевой зазор между трубой и муфтой. Регулировку проводить установочными болтами с учетом геометрии трубы, при этом обязана быть обеспечена величина зазора в диапазоне от 6 мм до 40 мм. Контроль величины зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты через технологические отверстия;

- приготовить герметик в соответствии с п. 6.5.9. Соотношение смолы к наполнителю-отвердителю следует составлять 1:3. Герметик готовить порциями не более 10-12 л. Время отверждения приблизительно 15 минут.

- провести герметизацию краев кольцевого зазора в соответствии с п. 6.5.10;

- приготовить композитный состав в соответствии с п. 6.5.9;

- установить установочные болты заподлицо с внутренней поверхностью муфты. Данную операцию проводят позже затвердевания герметика;

- смонтировать армированные прозрачные шланги для нагнетания композитного состава, проверки заполнения и выхода воздуха и резервный шланг;

- заполнить композитным составом кольцевой зазор через нижний входной патрубок. Композитный состав нагнетать до тех пор, пока резервный шланг не будет заполнен композитным составом затем пережать зажимом резервный шланг и продолжить заполнение кольцевого зазора до выхода композитного состава через верхнее выходные патрубки на 30-40 см. Шланги пережать зажимами. Операцию заполнения муфты композитным составом

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

выполнять при температуре от $+3^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$. Ремонтную конструкцию выдерживать в течение 24 часов при температуре от $+3^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$ для отверждения композитного состава;

- срезать заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты;
- устранить все неровности, подтеки композитного состава на поверхности муфты и зачистить сварные швы;
- смонтировать перемычку между муфтой и трубой с помощью термитной или электродуговой сварки;
- произвести контроль качества починки;
- оформить акт на устранение изъяна в соответствии с ОР-13.01-45.21.30-КТН-002-1-03.

5.5.5 Сварочные Работы

При установке композитных муфт выполняется сварка следующих сварных соединений:

- продольных стыковых швов, соединяющих полумуфты между собой;
- кольцевых стыковых швов, выполняемых в случае установки многосекционных композитных муфт.

Для сварки продольных и кольцевых стыковых швов при установке композитных муфт применяется ручная дуговая сварка электродами с основным видом нанесения.

Установку композитной муфты на участке трубы с изъяном и её сборка производятся с помощью съёмных гидравлических цепных приспособлений.

Для предварительного и сопутствующего подогрева при сварке композитных муфт следует использовать кольцевые газовые подогреватели, одно - или многосопловые газовые горелки.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Зазоры в продольных стыках при сборке полумуфт и в кольцевых стыках многосекционных муфт обязаны составлять 2 – 3,5мм. Установленные зазоры следует фиксировать с помощью прихваток.

Прихватки следует выполнять с полным проваром в режиме сварки корневого слоя.

Установку прихваток следует выполнять в следующей последовательности:

- установка прихваток в корневой части разделки одного из продольных швов по торцам муфты;
- установка прихваток в корневой части разделки второго продольного шва по торцам муфты;
- установка прихваток по длине продольных стыков полумуфт, при этом расстояние между прихватками следует составлять 500 ± 50 мм.
- длина прихваток обязана составлять 70 – 100мм.

Позже установок прихваток следует зашлифовать их начала и концы на длине 15-20мм, обеспечив плавный переход от прихватки к корневой части разделки.

Для качественного выполнения продольных швов полумуфт, исключения изъянов, образующихся в кратерной части швов, сварку продольных стыков следует вести с использованием выводных пластин, привариваемых к торцам полумуфт в зоне продольных стыков.

Схема сборки продольных стыков полумуфт приведена на рисунке 35.

По окончании сборки продольных стыков полумуфт следует отрегулировать зазоры между трубой и муфтой с помощью установочных болтов и зафиксировать положение муфты относительно трубы с помощью распорных клиньев, устанавливаемых по верхней и нижней образующим трубы на обоих торцах муфты.

Перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт следует произвести сушку или подогрев кромок продольных, кольцевых швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Выбор температуры предварительного подогрева при ручной дуговой сваркой корневого слоя продольных и кольцевых стыков электродами с основным видом нанесения следует производить в соответствии с таблицей 6.4. Межслойная температура обязана составлять 50÷250 °С.

Участки установок прихваток при сборке продольных и кольцевых швов композитных полумуфт следует нагревать до температуры указанной в табл. 6.4. Контроль температуры подогрева проводится на участках поверхности полумуфт шириной 10 -15мм, прилегающих к продольным или кольцевым стыкам. При выполнении ремонтных работ для устранения изъянов в сварных соединениях композитных муфт необходим предварительный подогрев до 100⁺³⁰ °С независимо от температуры окружающего воздуха.

Таблица 5.3 - Температура предварительного подогрева свариваемых кромок ремонтной конструкции перед сваркой в °С

Толщина стенки муфты, мм				
	до 15 включительно	от 15 до 17 включительно	от 17 до 20 включительно	более 20
Температура воздуха, оС				
От -30 до -15 включительно	50 ⁺²⁰	100 ⁺³⁰	100 ⁺³⁰	100 ⁺³⁰
Выше -15 до 0 включительно	50 ⁺²⁰	50 ⁺²⁰	100 ⁺³⁰	100 ⁺³⁰
Выше 0	50 ⁺²⁰	50 ⁺²⁰	50 ⁺²⁰	100 ⁺³⁰
Примечание - Приведенные температуры подогрева определены для труб и деталей с максимальным значением $C_{экр} \leq 0,46$.				

Для уменьшения температурных деформаций сварку корневого и заполняющих слоев продольных стыков муфты следует выполнять в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом (рисунок 35б).

Первые заполняющие слои (один-два) обязаны свариваться за один проход, позжедующие – за два прохода.

Облицовочный слой следует выполнять методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения параллельных проходов (валиков). Схема укладки валиков приведена на рисунке 36.

При сварке возбуждение дуги следует производить только в разделке или на выводной планке. Запрещается зажигать дугу на поверхности муфты.

При сварке кольцевых швов многосекционных муфт процесс сварки следует начинать и заканчивать не ближе 100мм от продольного шва муфты. Место начала сварки каждого позжедующего слоя следует быть смещено относительно начала предыдущего слоя шва не менее чем на 30мм.

Места окончания сварки смежных слоев шва («замки» шва) обязаны быть смещены относительно друг друга не менее чем на 70 - 100мм.

При многоваликовой сварке продольных и кольцевых швов (один проход выполняется несколькими валиками) «замки» соседних валиков обязаны быть смещены один относительно другого не менее чем на 30 мм (рис.36).

Усиление обратного валика корневого шва следует составлять быть 2 ± 1 мм.

Облицовочный слой продольных и кольцевых швов обязан перекрывать основной металл муфты на 1,5 - 2,5мм с каждой стороны разделки и иметь усиление 1 - 3мм с плавным переходом к основному металлу.

В процессе сварки нужно производить межслойную и окончательную зачистку слоев шва от шлака и брызг металла.

Участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышение гребня над впадиной составляет 1мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом или напильником.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 5.4 - Геометрические параметры наружного шва

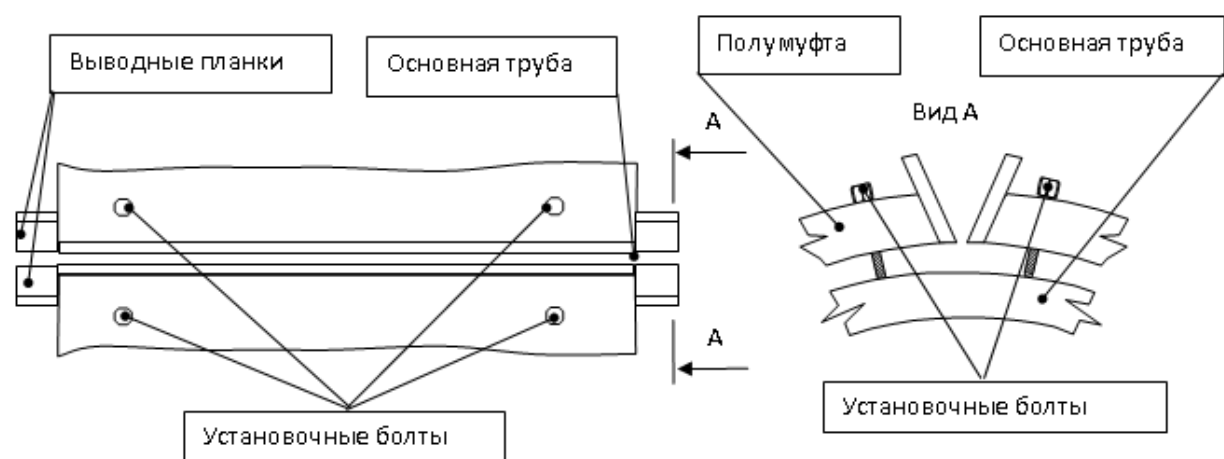
<i>Толщина стенки муфты, мм</i>	<i>Ширина наружного шва, мм</i>
8	11 - 18
10	12 - 19
12	14 - 21
14	14 - 21
16	16 - 23
18	17 - 24

Сварку корневого слоя шва продольных и кольцевых стыков электродами с основным видом нанесения следует выполнять на постоянном токе прямой или обратной полярности.

Для сварки корневого слоя следует применять электроды диаметром 2,5мм или 3,0÷3,2мм. Для тонкостенных муфт с толщиной стенки до 7мм следует использовать электроды диаметром 2,5мм. Для сварки заполняющих слоев следует применять электроды диаметром 3,0 ÷ 4,0мм

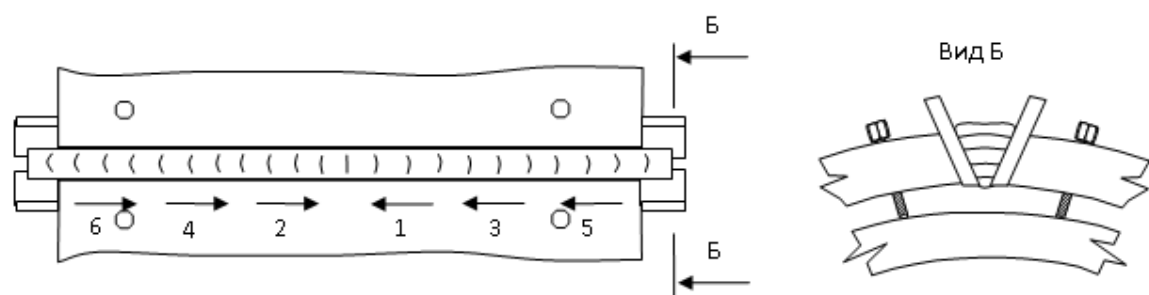
Таблица 5.5 - Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом нанесения продольных и кольцевых стыков при сварке композитных муфт

Наименование слоя	Параметры режима		
	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А	Полярность
Корневой слой	2,5; 3,0/3,2	70 – 90 90 - 120	Прямая/ обратная
Заполняющие слои	3,0/3,2 4,0	100 – 130 140 - 170	обратная
Облицовочный слой	3,0/3,2 4,0	100 – 120 135 - 160	обратная

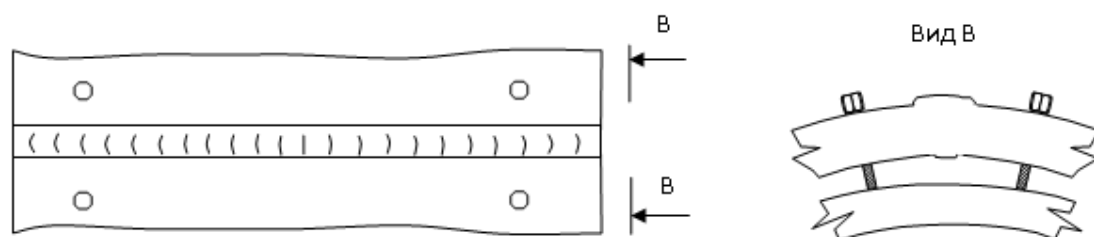


а) Сборка полумуфт

Рисунок 6.6 Схема сборки и сварки продольных швов композитных муфт



б) Последовательность сварки корневого и заполняющего слоев полумуфт



в) Сваренная продольным швом муфта после удаления выводных планок

Рисунок 6.6 Схема сборки и сварки продольных швов композитных муфт

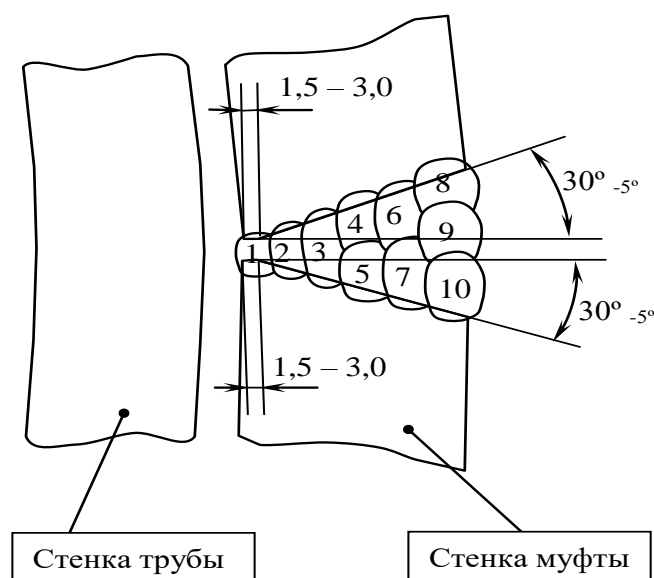


Рисунок 28. Схема наложения валиков в продольном шве композитной муфты

5.5.6 Требования к приготовлению герметика и композитного состава

Произведения, связанные с герметизацией боковых зазоров между трубопроводом и ремонтной муфтой и заполнением кольцевого зазора композитным составом обязаны выполняться с особой осторожностью и с применением индивидуальных средств защиты (комбинезон, респиратор, защитная маска, перчатки). Для транспортировки и хранения компонентов герметика и композитного состава используют передвижные термоконтейнеры.

Для приготовления герметика используют два компонента: смола (жидкость) и наполнитель - отвердитель (порошок). Герметик готовят небольшими порциями, что связано с быстрым его отверждением (приблизительно 15 минут). Для приготовления герметика используют пластмассовое ведро и перемешивающее устройство (пневматическая дрель с насадкой (мешалкой). Для дозирования компонентов применяют мерные пластмассовые или бумажные стаканы.

Сначала в ведро мерным стаканом наливают смолу, а затем, другим стаканом насыпают наполнитель – отвердитель в соотношении 1:3 (одна часть смолы и три части наполнителя – отвердителя), хотя это соотношение может

меняться в зависимости от консистенции, которая требуется по местным условиям. Затем составляющие тщательно перемешиваются до получения однородной массы, позже чего герметик готов к применению.

Для приготовления композитного состава используют три компонента: смесь эпоксидно-диановой и феноло-формальдегидной смолы, отвердитель (жидкость) и наполнитель (порошок), которые перемешиваются до получения однородной массы. В зависимости от нужного количества композитного состава используют миксер с механическим приводом или ручное перемешивающее устройство.

Приготовление композитного состава производится в следующей последовательности:

- выливают смолу в бункер миксера (ведро);
- выливают отвердитель в бункер миксера (ведро);
- перемешивают смолу с отвердителем;
- насыпают наполнитель в бункер миксера (ведро);
- перемешивают все компоненты до получения однородной массы (до исчезновения видимых комков).

5.5.7 Требования к герметизации торцов муфты

Герметизация торцов муфты производится герметизирующей мастикой «Дэмаст» по ТУ 2257-050-18563945-2003 с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой для заполнения его композитным составом.

Герметизацию зазоров выполняют в два слоя. Первый слой непосредственно заполняют боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм. Второй слой образует внешний скос ремонтной конструкции. Скос обеспечивает плавный переход от внешней цилиндрической поверхности муфты к внешней цилиндрической поверхности трубопровода, необходимый для качественного нанесения изоляционного нанесения на ремонтную конструкцию.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

- установочные болты устанавливают заподлицо с внутренней поверхностью муфты;

- армированный нагнетательный шланг подсоединяют к нагнетательному насосу и обжимают его двумя хомутами. На один из нижних входных патрубков надевают прозрачный шланг длиной не менее 0,5 м и обжимают его хомутом;

- на верхние выходные патрубки надевают прозрачный контрольный шланг и в его верхней точке ножовкой делают сквозной пропил для выхода воздуха. Длина шланга обязана быть таковой, чтобы пропил находился от выходного патрубка на расстоянии не менее 0,5 м.

Заполняют бункер нагнетательного насоса композитным составом и включают его. Насос обязан работать до тех пор, пока композитный состав не покажется из наливного шланга и не вытеснит воздух из шланга (это видно через прозрачный шланг). Подключают наливной шланг к входному патрубку муфты в точке заполнения и закрепляют его с помощью хомута.

Включают насос и нагнетают композитный состав до тех пор, пока композитный состав не покажется из резервного входного патрубка (с зажимом №1). Нагнетают композитный состав до тех пор, пока резервный шланг не будет полностью заполнен смолой. Это делается для того, чтобы в шланге не остался воздух. Зажимом №1 пережимают резервный шланг.

Дальнейшее заполнение муфты композитным составом визуально контролируют при помощи контрольных отверстий. Заполнение заканчивают при выходе композитного состава через верхние выходные патрубки на 30-40 см.

Зажимами №2 и №3 перекрывают нагнетательный шланг. Освободившийся конец шланга опускают в контейнер для мусора и разжимают зажим №3, включают насос и откачивают в контейнер остатки композитного состава.

Промывают растворителем марки “SOLVENT №5” нагнетательный насос.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Выдерживают ремонтную конструкцию в течение 24 часов при температуре от $+3^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$. За это время происходит отверждение композитного состава. Проверяют отвержение в контрольной емкости нажатием острым предметом на композит с усилием 5кг, при этом не следует быть вмятины.

Позже заполнения композитным составом кольцевого зазора любые сварочные Произведения на ремонтной муфте запрещены.

5.5.9 Требования к завершающим операциям позже отверждения композитного состава

Для получения гладкой поверхности и проведения заключительного проверки ремонтной конструкции производится удаление выступающей арматуры муфты. Позже отверждения композитного состава с помощью шлифовальной машинки срезают заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты. Устраняют все неровности на поверхности муфты и зачищают сварные швы. Зачистка обязана производиться для приобретения ремонтной конструкцией гладкой поверхности, избегая длительного применения наждачного круга на одном месте. Во избежание образования засечек во время зачистки между осью круга и поверхностью муфты нужно выдерживать угол не менее 45° .

5.5.10 Подключение катодной защиты к муфте

Ремонтная муфта подлежит электрохимической защите от коррозии независимо от обстоятельств эксплуатации, поэтому позже завершения монтажа муфты производится подсоединение проводника катодной защиты к верхней части муфты. В качестве проводника используется кусок стального провода в изоляции диаметром не менее 8 мм или кусок медного провода в изоляции диаметром не менее 5 мм. Подсоединение катодной защиты проводится с помощью термитной сварки. Электрохимическая защита проводится по СНиП 2.05.06-85 и ГОСТ 25812-83.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Для обеспечения катодной защиты ремонтной муфты нужно установить соответствующее соединение между муфтой и трубой в соответствии с рисунком 6.8.

С этой целью нужно приварить к трубе и муфте шпильки для подключения соединительного провода.

Приварку шпилек к муфте следует проводить в положении 12 часов на расстоянии примерно 100 мм от торца муфты. При этом резьбовые отверстия муфты, близко расположенные к месту приварки шпильки, а также резьбу на шпильке нужно защитить. Попадание брызг металла на резьбовые поверхности не допускается.

Приварку шпилек к трубе следует проводить в положении 12 часов на расстоянии примерно 200 мм от торца муфты. Приварку шпилек к муфте и трубопроводу следует производить термитной сваркой. Перед приваркой шпилек места их приварки нужно тщательно зачистить до металлического блеска. Допускается в качестве шпильки использование болта М12х30.68.019 ГОСТ 7798-70 или М8х30.68.019 ГОСТ 7798-70.

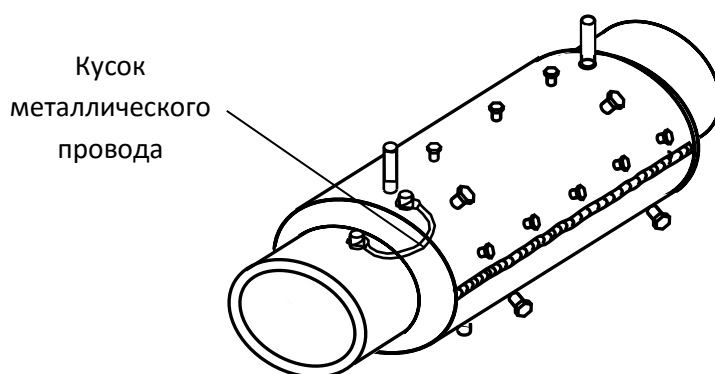


Рисунок 30 Подключение катодной защиты

5.5.11 Нанесение изоляционного нанесения на отремонтированный участок трубопровода

Для противокоррозионной защиты отремонтированного участка трубопровода обязана применяться усиленная изоляция, согласно «Перечня

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист 68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устройств комбинированных нанесений на основе битумно-полимерных мастик и битумно-полимерных лент, используемых в системе АО «АК «Транснефть»».

Строение и толщина слоев изоляционного нанесения представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Строение изоляционного нанесения нефтепроводов

Номер слоя	Конструкция нанесения	Толщина, мм не менее
1	Грунтовка битумно-полимерная «Транскор» ТУ5775-003-32989231-00	-
2	Лента полимерно-битумная «Литкор» толщиной не менее 1,5 мм в 2 слоя ТУ2245-001-48312016-01	3,0
3	Обертка защитная полимерная липкая Полилен-ОБ толщиной не менее 0,6 мм	0,6
	Общая толщина нанесения	3,6

Произведения по подготовке поверхности и покрытию защитного нанесения обязаны реализовываться в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*, руководств на используемые изоляционные материалы.

Воссоздание изоляции выполняется с использованием полимерно-битумных лент, толщиной не менее 1,5 мм в два слоя согласно ОТТ-04.00-45.21.30-КТН-001-1-02.

Технология ряд выполнения основных работ:

-входной контроль изоляционных материалов;

-подготовка поверхности трубы и муфты - очистка от остатков старой изоляции, ржавчины (степень очистки 3.0 по ИСО 8501-1Р или 4 по ГОСТ 9.402-80*) вручную с использованием скребков, металлических щеток, шлифовальных машин. Поверхность, подлежащая противокоррозионной предохранению, освобождается от рыхлых и легко отслаивающихся продуктов коррозии, давнего ленточного нанесения, обрастаний и иных обливо

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

загрязнений на участке трубопровода, отвечающем по размерам определяемой ремонтной конструкции и ее элементам плюс 150-200 мм в любую сторону;

- подготовка изоляционных материалов;

- нанесение изоляционного нанесения согласно требованиям технических обстоятельств и руководств по использованию данных изоляционных материалов ручным способом, снабжающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность;

- подготовка компонентов защитного слоя;

- нанесение защитного слоя на трубопровод, в соответствии с требованиями технических обстоятельств и руководств по использованию данных изоляционных материалов;

- контроль качества нанесенного изоляционного нанесения – сплошность нанесения, толщина, адгезия, равномерность нанесения по длине и периметру изолируемых участков.

Изоляционные Произведения обязаны проводиться при температуре, указанной в технических условиях по покрытию изоляционного нанесения.

Степень очистки поверхности муфты и нефтепровода определяется передвижениями (по поверхности нефтепровода) пластины из прозрачного материала размером 25×25 мм, с нанесенной квадратной сеткой 2,5×2,5 мм.

Контроль степени очистки трубопровода обязан проводиться непрерывно визуально.

Очищенная поверхность обязана отвечать следующим требованиям: не следует быть более чем на 10% поверхности трубы пятен и полос, прочно сцепленной окалины и ржавчины, видимых невооруженным глазом.

Просушку и разогрев муфты следует проводить горячим воздухом (техническим феном) до 70...80 °С.

Температура трубы перед покрытием грунтовки обязана быть не менее 0°С.

Грунтовка обязана покрываться на сухую, очищенную поверхность (со степенью очистки 4 по ГОСТ 9.402-80* или 3.0 по ИСО 8501-1Р) муфты и

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

прилегающих участков трубы ровным сплошным слоем без подтеков, сгустков и пузырей. Присутствие влаги на поверхности муфты в виде пленки, капель, наледи или изморози, а также копоти и масла не допустимо.

Температура грунтовки при покрытии обязана быть в пределах от плюс 10 до плюс 30 °С.

Покрытие грунтовки выполняется вручную валиком или кистью; расход не обязан превышать 0,12 л/м².

Для равномерного покрытия грунтовки по всему периметру муфты следует употребить растирающие полотенца, произведенные из износостойчивого материала.

Нанесение рулонных материалов следует производиться по слою свеженанесенной мастики без перекосов, обвисаний и воздушных пузырей, с 50% нахлестом ширины ленты плюс 30мм. Конец полотнища ленты обязан быть закреплен липкой лентой.

Защитная обертка обязана быть закреплена на базовой изоляции нефтепровода на расстоянии 300-500мм от края ремонтного участка.

Для обеспечения плотного прилегания изоляционной ленты и обертки и произведения герметичности в нахлесте нужно постоянное натяжение материала с усилием.

Произведения по подготовке поверхности и покрытию защитного нанесения обязаны реализовываться в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*.

Изоляцию места починки нефтепровода следует проводить позже получения заключения о качестве сварки и оформления разрешения на изоляционные Произведения.

Контроль качества нанесения отдельных слоев нанесения и нанесения в целом провести по следующим показателям:

- внешний вид поверхности;
- величина нахлеста;
- адгезия;

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

-сплошность.

Показатели качества нанесения и технология проверки обязаны отвечать нормам, приведенным в нормативной документации и технической спецификации на используемые материалы.

5.5.12 Засыпка котлована

При засыпке котлована предусматривается проведение следующих работ:

- засыпка и подбивка грунта под трубопровод вручную;
- засыпка бульдозером котлована с отремонтированным трубопроводом;
- планировка поверхности засыпки.

Засыпка трубопровода производится в два этапа. Сначала выполняется присыпка трубопровода на высоту 0,2 м выше верхней образующей трубопровода грунтом из отвала с предварительным рыхлением, с послойной подбивкой вручную. Затем засыпка трубопровода бульдозером грунтом из оставшейся части отвала.

					ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НА МН «А-А-С» КОМПОЗИТНО-МУФТОВЫМ МЕТОДОМ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе проекта рассматривается работа по устранению дефектов ПОР (первоочеред. ремонта), на основе современных технологических решений.

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР с проведением экономического сравнения перспективности ремонта с применением манжеты Clock Spring с традиционной технологией:

1. по традиционной технологии - установке композитно-муфтовой технологии (КМТ).
2. по новой экономически - выгодной технологии установки манжеты Clock Spring.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. Затраты на материалы
2. Затраты на оплату труда
3. Отчисления на соц. нужды
4. Амортизация
5. Прочие затраты

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в табл. 6.1, 6.2 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в табл. 6.3, 6.4.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Балашов М.В.			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист
Руковод.		Богданова					73
Консульт.		Белозерцева					114
Зав. Каф.		Рудаченко				ТПУ гр. 3-2Б21Т	

Таблица 6.1 - Потребность оборудования необходимого для ремонта КМТ

Наименование	Марка	Кол.	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	800000	800000	16000	40000	856000
Экскаватор	ЭО4124	1	1550000	1550000	31000	77500	1658500
Автокран	КС3561	1	1228000	1228000	24560	61400	1313960
Сварочная машина	Урал "Парма"	1	1520000	1520000	30400	76000	1626400
Самосвальная машина	Урал	1	1170000	1170000	23400	58500	1251900
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	900000	900000	18000	45000	963000
Автозаправщик	Т 371	1	1200000	1200000	24000	60000	1284000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1210000	1210000	24200	60500	1294700
Трал	КРАЗ	1	900000	900000	18000	45000	963000
Трубоискатель	ТИ-12	1	100000	100000	2000	5000	107000
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ-1.7	1	1100000	1100000	22000	55000	1177000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	450000	450000	9000	22500	481500
Компрессор	Compare Holman 51	1	900000	900000	18000	45000	963000
Ручная шлифовальная машина		1	25680	25680	513,6	1284	27477
Ручное перемешивающее устройство		1	100000	100000	2000	5000	107000
Миксер с механическим приводом		1	50000	50000	1000	2500	53500
Нагнетательный насос		1	45000	45000	900	2250	48150
Цепные стяжки		2	500	1000	20	50	1070
Гидравлический домкрат		2	3500	7000	140	350	7490
Итого:		21					14184647

Таблица 6.2 - Потребность оборудования необходимого для ремонта Clock Spring

Наименование	Марка	Кол.	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	800000	800000	16000	40000	856000
Экскаватор	ЭО4124	1	1550000	1550000	31000	77500	1658500
Автокран	КС3561	1	1228000	1228000	24560	61400	1313960
Дробеструйная установка	2040 NC	1	450000	450000	9000	22500	481500
Самосвальная машина	Урал	1	1170000	1170000	23400	58500	1251900
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	900000	900000	18000	45000	963000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1210000	1210000	24200	60500	1294700
Трал	КРАЗ	1	900000	900000	18000	45000	963000
Трубоискатель	ТИ-12	1	100000	100000	2000	5000	107000
Компрессор	Compare Holman 51	1	900000	900000	18000	45000	963000
Стягивающее устройство		1	100000	100000	2000	5000	107000
Электростанция		1	27000	27000	540	1350	28890
Итого:		12					9988450

Таблица 6.3 - Расчет амортизационных отчислений для ремонта КМТ

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	856000	20	171200
Экскаватор	ЭО4124	1	1658500	20	331700
Автокран	КС3561	1	1313960	20	262792
Сварочная машина	Урал "Парма"	1	1626400	10	162640
Самосвальная машина	Урал	1	1251900	20	250380
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	963000	20	192600
Автозаправщик	Т 371	1	1284000	20	256800
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1294700	20	258940
Трал	КРАЗ	1	963000	10	96300
Трубоискатель	ТИ-12	1	107000	10	10700
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ-1.7	1	1177000	20	235400
Дробеструйная установка	2040 NC	1	481500	20	96300
Компрессор	Compare Holman 51	1	963000	20	192600
Ручная шлифовальная машина		1	27477	10	2747,76
Ручное перемешивающее устройство		1	107000	10	10700
Миксер с механическим приводом		1	53500	10	5350
Нагнетательный насос		1	48150	10	4815
Цепные стяжки		2	1070	25	268
Гидравлический домкрат		2	7490	25	1873
Итого:		21	14213537		2544106

Таблица 6.4 - Расчет амортизационных отчислений для ремонта Clock Spring

Наименование	Марка	Кол.	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	856000	20	171200
Экскаватор	ЭО4124	1	1658500	20	331700
Автокран	КС3561	1	1313960	20	262792
Дробеструйная установка	2040 NC	1	481500	10	48150
Самосвальная машина	Урал	1	1251900	20	250380
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	963000	20	192600
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1294700	20	258940
Трал	КРАЗ	1	963000	10	96300
Трубоискатель	ТИ-12	1	107000	20	21400
Компрессор	Compare Holman 51	1	963000	20	192600
Стягивающее устройство		1	107000	25	26750
Электростанция		1	28890	20	5778
Итого:		12	9988450		1858590

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (6.1)$$

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об}, \quad (6.2)$$

где $A_{год}$ – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$ – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$ – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для КМТ:

$$M_{об} = 4 * 8 * 21 = 672 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 21 = 43512 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 2544106 / 43512 * 672 = 39291 \text{ руб.}$$

Для Clock Spring:

$$M_{об} = 2 * 8 * 12 = 192 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 12 = 24864 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 1852812 / 24864 * 192 = 14307,4 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 6.5, 6.6.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.6 - Фонд оплаты труда рабочих для Clock Spring

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	30,76	984,32	50	492,16	1476,48	295,296	1417,42	3189,19
Машинист бульдозера	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Машинист экскаватора	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Водитель автокрана	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Водитель бортовой машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,712	977,81	2200,08
Водитель вахтовой машины	5	1	22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,496	1048,78	2359,75
Водитель самосвальной машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,712	977,81	2200,08
Слесарь ремонтник	5	2	22,76	1456,64	50	728,32	2184,96	436,992	2097,56	4719,51
Итого		9								22233,13

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30%.

Отчисления на социальные нужды для КМТ = $34517,1 \cdot 30 / 100 = 10355,1$ руб.

Отчисления на социальные нужды CLOCK SPRING = $22233,13 \cdot 30 / 100 = 6669,9$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 6.7 - Статья материалы для КМТ

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Муфта, кг	1466	170,5	249953
Изоляционная пленка, кг	60	145	8700
Электроды 3мм, кг	2,5	75	187,5
Электроды 5мм, кг	15	65	975
Праймер, кг	5	79	395
Круги отрезные, шт.	1	30	30
Круги шлифовальные, шт.	2	30	60
Абразивная дробь, кг	500	20	10000
Герметик, л	4,1	231	947,1
Композитный состав, л	118,7	176	20891,2
Растворитель, л	30	18	540
Плита дорожная ПНД-АIV (6*2*0,14), шт.	5	6200	31000
Дизтопливо, кг	2000	6	12000
Итого:			335678,8
Транспортные расходы, 5%			16783,94
Итого с учетом транспортных расходов:			352462,7

Таблица 6.8 - Статья материалы для Clock Spring

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Комплект Clock Spring, шт. - мастика - армирующая стеклополимерная композитная лента - композитный конструкционный адгезив	1	58530	58530
Изоляционная пленка, кг	15	145	2175
Абразивная дробь, кг	50	20	1000
Плита дорожная ПНД-AIV (6*2*0,14), шт.	5	6200	31000
Дизтопливо, кг	1500	6	9000
Итого:			101705
Транспортные расходы, 5%			5085,25
Итого с учетом транспортных расходов:			106790,25

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в табл. 6.9.

Таблица 6.9 - Смета затрат на устранение 1 дефекта

№	Наименование статей	КМТ		Clock Spring	
		тыс. руб.	уд. вес, %	тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	352,46	57,8	106,79	51,2
2	Оплата труда	34,52	5,7	22,23	10,6
3	Отчисления на социальные нужды	10,35	1,5	6,69	2,8
4	Амортизация	39,29	6,4	14,31	6,9
5	Прочие затраты	174,09	28,6	59,64	28,5
	Всего затрат:	610,72	100	209,66	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом КМТ = 610,72 тыс. руб.

Затраты на устранение методом Clock Spring = 209,66 тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит: $P_B = 610,72 - 209,66 = 401,06$ тыс.руб.

Прибыль чистая составит: $P_{\text{ч}} = P_B - 24\% = 401,06 - 24\% = 306,82$ тыс.руб.

Технико-экономические показатели представлены в табл. 6.10.

Таблица 6.10 - Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	КМТ	Clock Spring
Продолжительность ремонта	дни	4	2
Численность работников	чел.	14	9
Трудоемкость	чел×час	448	144
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	609,34	208,75
в том числе			
- материальные затраты	тыс. руб.	352,46	109,94
- оплата труда	тыс. руб.	34,52	22,23
- Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	10,35	6,69
- амортизация	тыс. руб.	39,29	14,31
- прочие затраты	тыс. руб.	174,09	59,64
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	—	401,06
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	—	306,82

Ресурсоэффективность по новой экономически - выгодной технологии установки манжеты Clock Spring выше, чем по традиционной технологии - установке композитно-муфтовой технологии (КМТ), так как затраты на достижения результата меньше на 401,06 руб. и это помогает нам сэкономить возможности и ресурсы (материальные, финансовые, силы, здоровье и т.д.)

Вывод

Таким образом, экономический расчет показал что из представленных видов ремонта на снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние ремонт, с использованием муфт Clock Spring. Также данный способ ремонта рассчитан на 50 лет, в отличие от конкурирующего, с применением КМТ.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.

При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Балашов М.В.			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		Лит.	Лист
Руковод.		Богданова						84
Консульт.		Гуляев М.В.						114
Зав. Каф.		Рудаченко					ТПУ гр. 3-2Б21Т	

7.1 Производственная безопасность

Таблица 7.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Погрузочно- разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно- монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителе м; Изоляционны е работы.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2.Пожаро- и взрывоопасность 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.010–76 [19] ГОСТ 12.1.011–78 [20] ГОСТ 12.1.019–79 [21] ГОСТ 12.1.003–83 [22] ГОСТ 12.1.005–88 [23] ГОСТ 12.1.004–91 [24]

7.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0⁰С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0⁰С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 7.2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха ⁰ С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

2. Превышение уровней шума.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши.

3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав.

Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³. [21]

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по ТУ 17 – 08 – 114 – 80; резиновые перчатки по ГОСТ 20010 – 74; сапогами по ГОСТ 12.4.137 – 84; респиратор РПГ – 67А по ГОСТ 12.4.004.

4. Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

7.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Электрический ток.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.[22]

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

2. Пожароопасность и взрывоопасность.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы,

электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м^3 . [21]

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

7.2. Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по реконструкции подпорной насосной и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий ремонта, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств и систем. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды. [21]

В соответствии с ГОСТ 17.1.1.01 – 77 под предельно – допустимым сбросом (ПДС) веществ в водный объект принимается масса вещества в

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени, с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе. [$ПДС = C_{ПДС}q$]

Величины ПДС служат основой для реализации контроля за соблюдением установленных режимов сброса и качества вод в водные объекты и являются основными целевыми показателями для разработки планов и программы водоохранных комплексов.

Если фактический сброс меньше расчетного, то в качестве ПДС принимается фактический сброс.

Категория сточных вод: хозяйственно – бытовые и производственные.

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключаяющей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации.

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по посеву и уходу за посевами. Сроки технического этапа рекультивации представлены в таблице 7.3.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Таблица 7.3 - Сроки технического этапа рекультивации

Время загрязнения в текущем году	Окончание технического этапа
Зима	Первая весна через осень после загрязнения
Весна	Весна следующего года
Лето	Весна следующего года
Осень	Первая весна через осень после загрязнения

На техническом этапе происходит выветривание нефти, испарение и частичное разрушение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеокисляющих микроорганизмов, частичное восстановление сообщества почвенных животных.

Биологический этап включает две стадии – пробный посев трав и фитомелиоративный с внесением минеральных удобрений и посевом устойчивых к загрязнению многолетних трав.

Основные мероприятия по снижению воздействия на земельные угодья в период эксплуатации является повышение надежности работы. Для этого рабочим проектом предусмотрено устранение дефектов методом установки муфт типа П₁. При использовании земельных участков, расположенных в охранной зоне магистрального нефтепровода, необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов”.

Тип воздействия на земельные угодья – механическое разрушение поверхности, нарушение рельефа местности и загрязнение поверхности отходами.

Источниками воздействия являются:

- земляные работы;
- установка временных отвалов грунта;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- устройство переездов и проездов;
- передвижение строительной техники;
- устройство бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

Воздействие на территорию, условия землепользования и геологическую среду будет допустимым.

Последствиями негативного воздействия на поверхность земли является изменение рельефа.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период капитального ремонта рабочим проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- рекультивация нарушенных земель;
- проезд строительной техники разрешается только в пределах краткосрочной аренды земель, а также по временным подъездам, постоянным проездам и переездам;
- для сохранения направления естественного поверхностного стока воды предусмотрена планировка полосы отвода после окончания работ;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на ближайших к участкам работ АЗС;
- для исключения загрязнения территории отходами производства предусмотрена своевременная уборка мусора и отходов;
- запрещается использовать неисправные, пожароопасные транспортные и строительно – монтажные средства;
- строительные материалы, применяемые при ремонтных работах, должны иметь сертификат качества;
- запрещено размещение отвалов грунта за границами полосы отвода.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении капитального ремонта в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества от работы строительной техники, при проведении сварочных и изоляционных работ, а также возможна утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами. Во время проведения ремонтных работ места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля. В случае повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе направлено на восстановление гарантированной работоспособности трубопровода, и следовательно его безаварийной работы.

В процессе эксплуатации магистрального нефтепровода негативное воздействие на окружающую среду не производится.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Возможными причинами аварий могут быть:

- Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

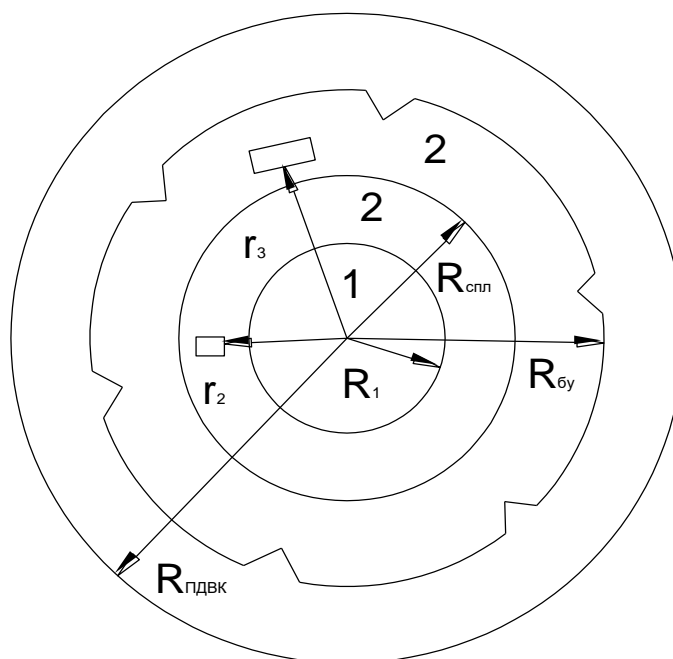
$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q}(\text{м}), \quad (1)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{СПЛ}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(\text{м}) \quad (2)$$

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

R_1 – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей;

$R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_{ф} = 5$ (кПа);

$R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

Рис..1. Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной

- среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К эксплуатации магистрального нефтепровода допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией магистрального нефтепровода должны пройти обучение правилам эксплуатации.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум.

Нефтепровод при ремонте должен быть обеспечен первичными средствами пожаротушения. Нельзя размещать возле него горючие материалы и посторонние предметы.

Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, регулярно очищаться от наледи и снега. При обслуживании МН работать в спец. одежде и спец. обуви согласно требованиям охраны труда. Не допускается розлив нефти на территориях и в помещениях.

Не допускается проведение огневых работ без оформления наряда-допуска и согласования со сдающей стороной.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Не допускается отопгрев застывших трубопроводов открытым огнем.

Обнаружив утечку нефти, необходимо принять меры по устранению ее, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации должна производиться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», инструкций заводов-изготовителей, комплекса государственных стандартов на взрывозащищенное электрооборудование, устанавливающих требования к эксплуатации.

Порядок выполнения ремонтных работ должен быть определен приказом по организации.

Перед началом работ на территории действующей организации генеральный подрядчик с участием субподрядных организаций обязаны оформить наряд – допуск согласно установленным инструкциям.

При проведении огневых работ при текущих и капитальных ремонтах, выполняемых работниками действующих организаций и работниками сторонних организаций, следует руководствоваться требованиями Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

В своей деятельности ОАО «АК «Транснефть» руководствуется принципами:

- выполнения требований российского законодательства, международных договоров Российской Федерации, стандартов в области охраны труда;
- постоянного улучшения и совершенствования деятельности в области охраны труда и условий труда;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

- планирования и осуществления деятельности направленной на снижение производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- планирования и осуществления деятельности, направленной на оснащение работников средствами индивидуальной защиты от опасных производственных факторов, соответствующих современному уровню науки и техники в области охраны труда;
- открытости значимой информации о деятельности в области охраны труда.

Для соблюдения названных принципов ОАО «АК «Транснефть» ставит перед собой следующие цели и задачи:

- обеспечение охраны труда и безопасных условий труда работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования и осуществлении технологических процессов;
- обеспечение функционирования систем мониторинга и контроля состояния охраны труда и условий труда на рабочих местах;
- обеспечение санитарно-бытового и лечебно-профилактического обслуживания работников, оборудование помещений здравоохранения (здрав-, медпункты) для оказания медицинской помощи и проведения оздоровительных процедур работникам, укомплектование средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией работ по охране труда;
- информирование работников об охране труда и условиях труда на рабочих местах, о существующих рисках повреждения здоровья, о мерах по защите от воздействия вредных и опасных производственных факторов;
- минимизация рисков и предотвращения угрозы возникновения производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ.

8.1 Гидравлический расчет нефтепровода

Таблица 8.1 - Данные для гидравлического расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Q – производительность, млн.т./год	45
L – длина трубопровода, км	363
$\Delta z = z_2 - z_1$ – разность отметок начала и конца	10
ρ – средняя плотность, т/м ³	0,8
P_1 – давление насосной станции, кгс/см ²	45
P_2 – давление в конце участка, кгс/см ²	1,5
δ – толщина стенки, мм	12
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , см ² /сек	0,55
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации ϵ , мм	0,2

Целью гидравлического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_z \cdot k_n}{N_z \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2)$$

где $N_z = 350$ дней - расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на регламентные работы и ремонт.

k_n - коэффициент неравномерности перекачки, для одноконтурных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается нефтеперерабатывающему заводу, принимается равным 1,07.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Балашов М.В.			ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Богданова								101	114
Консульт.		Брусник О.В.						ТПУ гр. 3-2Б21Т			
Зав. Каф.		Рудаченко									

$$Q_c = \frac{45000000 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 1,87 \text{ м}^3/\text{с}$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1996 \text{ мм} = 1,996 \text{ м} \quad (3)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} \text{ м/с.} \quad (4)$$

$$V = \frac{4 \cdot 1,87}{3,14 \cdot 1,996^2} \text{ м/с.}$$

Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} \quad (5)$$

$$Re = \frac{1,66 \cdot 1,996 \cdot 10^4}{0,55} = 36097$$

$Re > Re_{кр} = 2320$, режим течения нефти турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} .

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (6)$$

где ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1196} = 0,000167224; \quad Re_I = \frac{10}{0,000167224} = 59800;$$

$2320 < Re < Re_I$ – зона гидравлически гладких труб.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{36097^{0,25}} = 0,023 \quad (7)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = \frac{0,023 \cdot 1,66^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,003 \quad (8)$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L = 0,003 \cdot 363 \cdot 10^3 = 1089 \text{ м.} \quad (9)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{\text{мс}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 1089 = 21,78 \text{ м.} \quad (10)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z = 1089 + 21,78 + 10 = 1120,78 \text{ м.} \quad (11)$$

8.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Таблица 8.2 - Данные для прочностного расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Марка стали	17ГС
t^0 – температура при сварке замыкающего стыка, ^0C	–20
t^0 – температура эксплуатации нефтепровода, ^0C	25
ρ – средняя плотность, т/м^3	0,85
P_1 – рабочее давление насосной станции, кгс/см^2	45
h_0 – глубина заложения нефтепровода, м	0,8
ρ_n – радиус естественного изгиба нефтепровода, м	1000

Проверку на прочность трубопровода в продольном направлении следует производить из условия (согласно [30]):

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \Psi_2 \cdot R_1 \quad (12)$$

где $\sigma_{\text{пр.}N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}$$

где $m = 0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода (согласно [30]);

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу (согласно [30]);

$k_H = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода [30];

R_1^H , - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{\text{вр}} = 550$ МПа;

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 369,4 \text{ МПа}$$

Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.}N} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \quad (13)$$

Кольцевые напряжения от внутреннего давления найдем по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 246,68 \text{ МПа}$$

Тогда

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{246,68}{369,4}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{246,68}{369,4} = 0,482$$

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} \quad (14)$$

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -37,24 \text{ МПа}$$

$$\Psi_2 \cdot R_1 = 0,482 \cdot 369,4 = 178,05 \text{ МПа}$$

Получили $|-37,24| \leq 178,05$ – условие прочности выполняется.

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} \leq \Psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}| \quad (15)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (16)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

Ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \quad (17)$$

где $R_2^{\text{н}}$ – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{\text{тек}} = 390 \text{ МПа}$;

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 224,25 \text{ МПа} \quad (18)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \rho} \quad (19)$$

где $\rho=1020\text{м}$ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{\text{пр1}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = 79,23 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр2}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = -167,16 \text{ МПа}$$

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{\text{пр2}}^{\text{н}} = -167,16 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{224,25}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{224,25}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} = 0,4645$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = 0,4645 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 181,16 \text{ МПа}$$

$|-167,16| < 181,16$ то есть I условие выполняется.

II условие: $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}$ выполняется, так как

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 390 \text{ МПа}$$

$$224,25 \leq 390.$$

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр} \quad (20)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = ((0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t) \cdot F \quad (21)$$

F - площадь поперечного сечения трубы, м²:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 0,04552 \text{ м}^2 \quad (22)$$

$$S = ((0,5 - 0,3) \cdot 246,68 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45) \cdot 0,04552 = 7,3 \text{ МН}$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \quad (23)$$

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J - крутящий момент, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,22^4 - 1,196^4) = 0,0083 \text{ м}^4 \quad (24)$$

$q_{\text{верт}}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{\text{тр}} \quad (25)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}}) \quad (26)$$

где $C_{\text{гр}}=20\text{кПа}$ - коэффициент сцепления грунта [30, табл.4.3];

$P_{\text{гр}}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{\text{гр}}=16^\circ$ - угол внутреннего трения грунта [29, табл.4.3].

Величина $P_{\text{гр}}$ вычисляется по формуле:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_H \left(\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right) + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_H} \quad (27)$$

где $n_{\text{гр}}=0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}}=16,8 \text{ кН/м}^3$ -удельный вес грунта;

$h_0=0,8\text{м}$ - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{\text{тр}}$ —расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{тр}} = q_m + q_u + q_{\text{пр}} \quad (28)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) \quad (29)$$

где $n_{св}=0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m=78500 \text{ Н/м}^3$.

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 3394,5 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot (K_{un} \cdot \delta_{un} \cdot \rho_{un} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \quad (30)$$

$$\text{или } q_u = 0,1 \cdot q_m \quad (31)$$

$$q_u = 0,1 \cdot 3394,5 = 339,45 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 9363,11 \text{ Н/м} \quad (32)$$

$$q_{тр} = 3394,5 + 339,45 + 9363,11 = 13097,1 \text{ Н/м}$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left(\left(0,8 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right) + 13097,1}{3,14 \cdot 1,22} = 18426,8 \text{ Па}$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (20000 + 18426,8 \cdot tg 16^\circ) = 96857,2 \text{ Па}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left(0,8 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 13097,1 = 28365 \text{ Н/м}$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{96857,2^2 \cdot 28365^4 \cdot 0,04552^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0083^3} = 29421582 \text{ Н}$$

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 29,42 = 26,478 \text{ МН}$$

$$S = 7,46 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 26,478 \text{ МН}$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} \quad (33)$$

где $k_0 = 25 \text{ МН/м}^3$ - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 1,22 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0083} = 456,7 \text{ МН}$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^2 = 0,9 \cdot 456,7 = 411,03 \text{ МН}$$

$$S = 7,46 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^2 = 411,03 \text{ МН}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{28365}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 0,039 \quad (34)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{96857,2 \cdot 0,04552}{28365 \cdot 0,0083}}}{\sqrt[3]{\frac{28365}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083}}} = 169,7 \quad (35)$$

По номограмме определяем коэффициент - $\beta_N = 18,7$ [30, рис.4.2].

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 18,75 \cdot \sqrt[3]{28365^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0083} = 208,5 \text{ МН} \quad (36)$$

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

$$S = 7,46 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{\text{кр}}^3 = 187,65 \text{ МН}$$

$$N_{\text{кр}}^4 = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot \rho = 0,375 \cdot 28365 \cdot 1000 = 10,63 \text{ МН} \quad (37)$$

$$S = 7,46 \text{ МН} \leq m_0 \cdot N_{\text{кр}}^4 = 9,567 \text{ МН}$$

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

8.3 Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

Для расчета необходимого количества используемого герметика и композитного состава нужно вычислить соответствующие объемы.

Объем быстроотверждающегося герметика $V_{\text{г}}$, в литрах, необходимый для герметизации двух торцов одной муфты (по 25 мм с каждой стороны) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{г}} = \pi \cdot (D_{\text{н}} + \Delta R)^2 \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6}, \quad (38)$$

где: $D_{\text{н}}$ - наружный диаметр трубопровода, мм;

ΔR - кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм.

$$V_{\text{г}} = 3,14 \cdot (1220 + 21)^2 \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,1 \text{ л.}$$

При рекомендуемом угле скоса между перпендикуляром к трубе и муфтой в 45° рассчитанный объем герметика должен быть увеличен на 50%.

Объем композитного состава $V_{\text{к}}$, в литрах, необходимого для заполнения кольцевого зазора между трубой и муфтой, определяется по формуле:

$$V_{\text{к}} = \pi \cdot (D_{\text{н}} + \Delta R)^2 \cdot \Delta R \cdot (L_{\text{м}} - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (39)$$

где: $L_{\text{м}}$ - длина ремонтной муфты, мм.

$$V_{\text{к}} = 3,14(1220 + 21)^2 \cdot 21 \cdot (4000 - 50) \cdot 10^{-6} = 322,6 \text{ л.}$$

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем дипломном проекте:

1. Рассмотрены виды дефектов магистральных нефтепроводов.
2. Рассмотрены методы ремонта дефектных участков.
3. Приведен обзор современных конструкций ремонтных муфт.
4. Разработаны решения по охране труда и промышленной безопасности, охране окружающей среды.

В результате проделанной работы был исследован дефектосодержащий участок действующего магистрального нефтепровода, рассмотрена технология устранения дефекта методом наложения ремонтной конструкции П1.

Композитно-муфтовая технология ремонта на магистральных нефтепроводах - это эффективный метод выборочного ремонта трубопровода без вывода его из эксплуатации, она позволяет:

1. Сократить ремонт методом врезки "катушек", в результате чего:
 - исключается необходимость остановки перекачки нефти на время ремонта;
 - значительно снижаются трудоемкость и стоимость ремонта;
 - исключаются экологические проблемы загрязнения прилегающей к месту ремонта территории;
 - повышается безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего нефтепровода;
2. Полностью восстановить прочность и долговечность отремонтированных участков трубопровода;
3. Унифицировать технологию ремонта дефектов трубопровода различных типов и размеров.

Сравнительный технико-экономический анализ затрат на проведение ремонта показал что ремонтировать с помощью муфт дешевле и безопаснее чем такой же ремонт с помощью вырезок.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Балашов М.В.			ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова					112	114
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко						

Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебное пособие для ВУЗов. Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов – М.: Недра, 1988. – 54 с.
2. Ремонт магистральных трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. В.В. Борисов и др. – М.: Недра, 1978. – 198 с.
3. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов/А.П. Гумеров и др. – М.: Недра, 1972. – 85 с.
4. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов/В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др. – М.: Недра, 1978. – 364 с.
5. Прочность и ремонт участков магистральных трубопроводов Западной Сибири. Учебное пособие для ВУЗов. Г.Н. Тимирбулатов – М.: Недра 1978. – 407 с.
6. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. О.М. Иванцов, А.С. Пащенко, В.М. Степанов – М.: Недра 1982. – 23 с.
7. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06 – 85* «Магистральные трубопроводы».
8. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: 1 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2002. – 407 с.
9. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: 2 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др./ Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2004. – 621 с.
- 10.РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07. “Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.

					Современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Балашов М.В.				Список литературы	Лит.	Лист
Руковод.	Богданова						113
Консульт.	Брусник О.В.						114
Зав. Каф.	Рудаченко					ТПУ гр. 3-2Б21Т	

- 11.РД 39-30-499-80. “ Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов”.
- 12.РД 75.180.00 – КТН – 164 – 06. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных трубопроводов”.
- 13.РД 75.180.00 – КТН – 165 – 06. “Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.
- 14.РД 153 - 39.4 - 130-2002. “ Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.
- 15.РД 39-0147103-330-86. “ Инструкция по приварке заплат и муфт на стенки труб нефтепроводов под давлением перекачиваемой нефти до 2,0 МПа”.
- 16.РД 153-39.4-086-07. “ Технология ремонта дефектов действующих магистральных нефтепроводов ”.
- 17.РД -23.040.00-КТН-090-07. “ Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих МН”.
- 18.ТД 33.337 – 98. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов”.
- 19.ГОСТ 12.1.010 – 76. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 20.ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
- 21.ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 22.ГОСТ 12.1.003 – 83. Шум. Общие требования безопасности.
- 23.ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 24.ГОСТ 12.1.004 – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
25. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А. Г. Гумеров, К. М. Ямалеев, Р. С. Гумеров, Х. А. Азметов. - М.: Недра, 1998. - 252 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114